

*Universidad Carlos III de Madrid*

*Escuela Politécnica Superior*



TRABAJO DE FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

# ESTUDIO DE SENSIBILIDAD DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR CON CAPTADORES CILINDRO-PARABÓLICOS

Autor: Laura Monje Gómez

Tutor: Carolina Marugán Cruz

Leganés, Julio de 2016

## **RESUMEN**

El presente trabajo tiene como finalidad el estudio de una central termosolar con colectores cilindro-parabólicos ubicada en Sevilla, utilizando aceite térmico como fluido de transferencia de calor y con sistema de almacenamiento con sales fundidas.

Para proceder al estudio de su producción y funcionamiento se han analizado cada uno de los parámetros de referencia gracias al programa System Advisor Model. En el diseño de la planta se incluye el campo solar, el sistema de almacenamiento y ciclo de potencia, así como cada uno de los elementos que lo componen.

Una vez realizado el análisis de producción horaria, mensual y anual, y alguna de las pérdidas de energía de esta planta, se han modificado las horas de almacenamiento térmico para estudiar de qué manera afecta el volumen de almacenamiento al funcionamiento de este tipo de plantas solares.

Por último, se han analizado los costes de instalación y mantenimiento de cada una de las plantas diseñadas y se ha determinado el coste de la energía producida.

## **ABSTRACT**

This Project consists in the study of a parabolic trough power plant located in Seville, using oil as heat transfer fluid and with thermal storage in molten salts.

For the study of its production and operation, all the main parameters have been analyzed based on System Advisor Model program. Design includes solar field, thermal storage and power cycle, as well as all their components.

Once the analysis of the hourly, monthly and annual production is made and certain losses estimated, several plants have been designed with different storage volumes in order to study the volume influence on the power generated.

Finally, the costs of installation and maintenance have been taken into account to calculate the cost of the energy.

## Contenido

1. Introducción .....	8
1.1. Objetivos.....	8
1.2. Metodología de trabajo.....	8
1.3. Motivación. Contexto .....	9
1.4. Herramientas empleadas .....	9
2. La energía solar térmica de concentración .....	10
2.1. Principales tecnologías .....	11
2.1.1 Colectores cilindro parabólicos.....	11
2.1.2. Concentradores lineales de Fresnel.....	12
2.1.3. Receptor central.....	13
2.1.4. Discos parabólicos.....	14
3. Centrales de colectores cilindro parabólicos .....	15
3.1. Campo solar.....	16
3.2. Sistema de almacenamiento .....	17
3.3. Bloque de potencia.....	18
4. Descripción del modelo.....	19
4.1. Organización de <i>System Advisor Model</i> .....	19
4.2. Elección del modelo a estudiar .....	20
4.3. Inicialización del modelo .....	21
4.3.1. Localización y Recursos .....	22
4.3.2. Campo Solar .....	25
4.3.3. Colectores (SCAs) .....	35
4.3.4. Receptores (HCEs) .....	38
4.3.5. Ciclo de Potencia .....	40
4.3.6. Almacenamiento térmico .....	43
4.3.7. Consumo parasitario .....	50
5. Simulación .....	50
5.1. Análisis de la producción de energía de la planta.....	51
5.1.1. Producción horaria.....	53
5.1.2. Producción mensual.....	55



5.1.3. Producción anual.....	60
5.2. Pérdida de energía debido al desenfoque de los colectores. ....	62
5.3. Pérdidas térmicas en los tanques de almacenamiento .....	65
5.4. Alternativas de diseño .....	67
5.4.1. Producción de energía .....	68
5.4.2. Rendimiento.....	70
5.4.3. Pérdida de energía debido al desenfoque de los colectores.....	71
5.4.4. Pérdidas térmicas en los tanques de almacenamiento .....	72
5.5. Análisis económico .....	73
5.5.1. Campo solar .....	73
5.5.2. Acondicionamiento del campo solar .....	73
5.5.3. Sistema HTF.....	74
5.5.4. Bloque de potencia .....	74
5.5.5. Sistemas auxiliares del bloque de potencia (BOP).....	75
5.5.6. Mantenimiento y Operación.....	75
5.5.7. Sistema de almacenamiento de sales.....	76
5.5.8. Coste total de la instalación .....	77
5.5.9. Coste de la energía producida .....	77
6. Conclusión .....	78
Referencias.....	81

## Figuras

Figura 1 Colector cilindro-parabólico (7).....	12
Figura 2 Concentrador lineal de Fresnel (7) .....	13
Figura 3 Receptor Central (10) .....	14
Figura 4 Disco parabólico (Stirling) (10) .....	15
Figura 5 Esquema de una central con colectores cilindro-parabólicos (3) .....	15
Figura 6 Conjunto de colectores cilindro-parabólicos (11) .....	16
Figura 7 Tubo absorbedor (12) .....	16
Figura 8 Esquema de un sistema de almacenamiento indirecto (15) .....	18
Figura 9 Estructura de SAM (3).....	19
Figura 10 Elección del modelo en SAM (16).....	21
Figura 11 Mapa Solar de España (19) .....	22
Figura 12 Selección de la localización en SAM (16).....	23
Figura 13 Radiación Directa Normal en Sevilla (16) .....	24
Figura 14 Parámetros de Entrada del Campo Solar (16) .....	26
Figura 15 Concepto de Múltiplo Solar (22) .....	27
Figura 16 Ejemplos de campo solar con 2 (rojo), 4 (azul) y 6 (verde) secciones (3) .....	28
Figura 17 DNI con el efecto coseno (16) .....	29
Figura 18 Collector tilt y Collector azimuth (23) .....	33
Figura 19 Configuración de un lazo de colectores (16) .....	34
Figura 20 Selección del tipo de colector (16) .....	36
Figura 21 Variables de entrada de los tubos receptores (16) .....	39
Figura 22 Parámetros principales del ciclo de potencia (16) .....	40
Figura 23 Punto de operación de la planta y del Ciclo Rankine (16).....	43
Figura 24 Variables del Sistema de Almacenamiento (16).....	44
Figura 25 Temperatura de la sal en el Tanque Frío (16) .....	47
Figura 26 Temperatura de la sal en el Tanque Caliente (16) .....	48
Figura 27 Configuración del funcionamiento de la planta (16).....	50
Figura 28 DNI (azul) y DNI con efecto coseno (naranja) (16) .....	51
Figura 29 DNI (azul) y DNI con efecto coseno (naranja) (16) .....	52
Figura 30 Efecto coseno .....	53
Figura 31 Potencia Bruta/ Neta de la Planta para días representativos .....	56
Figura 32 Producción de Energía Mensual .....	57
Figura 33 Consumo Propio de la Planta .....	58
Figura 34 Caudal del HTF en el campo de colectores.....	59
Figura 35 Rendimiento de la planta mensual.....	60
Figura 36 Producción de Energía Anual (16) .....	61
Figura 37 Flujo de Energía Anual de la Planta .....	61
Figura 38 Fracción de enfoque de los colectores.....	63
Figura 39 Potencia perdida por el desenfoque de colectores .....	64
Figura 40 Pérdidas térmicas en los tanques de almacenamiento.....	65



Figura 41 Pérdidas Térmicas en los Tanques comparadas con la Energía Incidente .....	67
Figura 42 Energía Generada para varias horas de almacenamiento .....	68
Figura 43 Masa de sales en el tanque caliente (kg).....	69
Figura 44 Distribución de rendimientos para distintas horas de almacenamiento .....	70

## Tablas

Tabla 1 Condiciones ambiente .....	25
Tabla 2 Geometría del tubo receptor (16) .....	38
Tabla 3 Propiedades del tubo receptor (16) .....	38
Tabla 4 Producción de Energía en días representativos (Bruta) .....	53
Tabla 5 Producción de Energía en días representativos (Neta) .....	54
Tabla 6 Energía Eléctrica producida (mensual) .....	56
Tabla 7 Potencia perdida en los colectores debido al desenfoque.....	63
Tabla 8 Pérdidas Térmicas en los Tanques de Almacenamiento .....	66
Tabla 9 Meses con mayor diferencia en la producción en función de las horas de almacenamiento.....	69
Tabla 10 Energía anual generada por cada planta .....	70
Tabla 11 Rendimientos para distintas horas de almacenamiento.....	71
Tabla 12 Pérdidas debido al desenfoque de los colectores para 0h-2h-4h-6h de almacenamiento.....	71
Tabla 13 Pérdidas en los tanques para 0h-2h-4h-6h de almacenamiento .....	72
Tabla 14 Coste del Campo Solar .....	73
Tabla 15 Coste del acondicionamiento del campo solar.....	74
Tabla 16 Costes del sistema HTF .....	74
Tabla 17 Coste del bloque de potencia .....	75
Tabla 18 Costes de BOP.....	75
Tabla 19 Costes de Operación y Mantenimiento.....	76
Tabla 20 Costes de Almacenamiento .....	76
Tabla 21 Coste total de la instalación.....	77
Tabla 22 LCOE para cada planta .....	78

## 1. Introducción

### 1.1. Objetivos

La base fundamental de este proyecto es el estudio de una central termosolar con colectores cilindro-parabólicos de 50 MW a la que se le añade un sistema de almacenamiento con sales fundidas y posteriormente se varía este volumen de almacenamiento térmico.

Por tanto, los principales objetivos son:

- Conocer y estudiar el funcionamiento de una planta solar con colectores cilindro-parabólicos, así como cada uno de los elementos que forman parte de ella.
- Entender cuáles son los principales parámetros de diseño de una central de este tipo y conocer entre qué valores de rango de diseño se sitúan estos parámetros.
- Analizar de qué forma afecta a la producción anual la variación del volumen de almacenamiento térmico.

### 1.2. Metodología de trabajo

Las diferentes fases que se han llevado a cabo para lograr los objetivos anteriormente descritos han sido:

1. Búsqueda de información relativa al funcionamiento de este tipo de centrales y a su utilización actual a partir de la bibliografía detallada al final del proyecto en el apartado *Referencias*.
2. Elección de una planta ya diseñada para tener una idea de los valores de las variables de diseño y poder simular una central lo más cercana a la realidad posible.
3. Estudio del funcionamiento del programa informático *System Advisor Model* y de cada uno de los parámetros requeridos por él para el diseño de una central termosolar con colectores cilindro-parabólicos.
4. Diseño y simulación de la planta solar escogida y, posteriormente, comprobación de los resultados para asegurar la similitud con la realidad.
5. Análisis de los principales resultados obtenidos con esa planta.
6. Variación de parámetros y comparación entre los distintos modelos simulados para elegir el más conveniente, incluido un análisis de costes.



### 1.3. Motivación. Contexto

El cambio climático que se está produciendo actualmente es irreversible, y si continúa aumentando la temperatura media del planeta los países deberán hacer frente a desastres naturales que afectarán a la economía y a la vida de todos. La causa principal del cambio climático es la emisión de gases contaminantes procedentes de la quema de combustibles fósiles, utilizados en las formas de energía convencionales.

Sin embargo, el único problema de la utilización de combustibles fósiles para generar energía no es el cambio climático, sino que éstos resultan ser recursos limitados y pueden llegar a agotarse en un futuro.

Una alternativa es la energía solar térmica de concentración, la cual no emite gases de efecto invernadero y utiliza como fuente principal el sol, recurso renovable más abundante en la Tierra. En los últimos años la energía solar termoelectrica ha experimentado un gran crecimiento y se espera que en los próximos dos años su producción aumente 300 MW más gracias a las plantas que actualmente se encuentran en construcción en África del Sur, India, Oriente Medio y Marruecos (1).

No obstante, esta producción no es la suficiente para poder satisfacer la demanda mundial de electricidad, y si se dan las condiciones esperadas, se estima que en 2030 la electricidad generada a partir de energía solar suponga tan sólo un 6% de la demanda mundial y un 12% en 2050 (1).

En cuanto a España, su situación geográfica es idónea para la generación de electricidad de este tipo y además, le permite reducir la alta dependencia energética que tiene de aquellos países de los que debe importar el petróleo. Actualmente en España hay 50 centrales en operación con un total de 2300 MW de potencia, capaces de cubrir un 3% de la demanda actual (2).

### 1.4. Herramientas empleadas

Como herramienta principal para la realización del proyecto se ha utilizado el programa *System Advisor Model (SAM)*, el cual permite variar una serie de parámetros de entrada del modelo a analizar y así obtener los resultados de prestaciones y costes de energía del sistema diseñado. Para ello utiliza modelos informáticos desarrollados por NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), *Sandia National Laboratories* y la universidad de *Wisconsin*, entre otras organizaciones (3).

SAM permite escoger entre diferentes tipos de proyectos y varios modelos financieros. Una vez elegido el caso de estudio, a pesar de ofrecer algunos valores por defecto, se deben proporcionar los datos de localización, tipo de equipos del proyecto, coste de instalación y operación, así como las suposiciones financieras. Los sistemas entre los que SAM permite escoger son:

- Sistemas fotovoltaicos
- Colectores cilindro parabólicos de energía solar concentrada
- Receptor central de energía solar concentrada (sales fundidas o generación directa de vapor)
- Colectores lineales Fresnel de energía solar concentrada (fluido de transferencia de calor o generación directa)
- Colectores Stirling de energía solar concentrada
- Combustibles fósiles de energía térmica convencional
- Agua caliente sanitaria para edificios residenciales o comerciales
- Energía eólica
- Energía geotérmica
- Combustión de biomasa

SAM necesita archivos de datos meteorológicos que identifiquen el recurso de energía a utilizar y las condiciones climáticas de la localización del proyecto elegido. Dependiendo del tipo de sistema que se vaya a modelar, se pueden elegir archivos de datos de una lista proporcionada por el programa, descargar estos datos de internet o bien crear un archivo utilizando datos propios.

Actualmente, DOE (Department of Energy), NREL and Sandia continúan usando este programa y desde su creación, fabricantes, diseñadores, desarrolladores de proyectos e investigadores académicos han descargado este software para la simulación de sus diseños. Los fabricantes lo utilizan para evaluar el impacto de las mejoras en la eficiencia o la reducción de costes en sus productos en el coste de la energía de los sistemas instalados, mientras que los desarrolladores de proyectos lo usan para evaluar las diferentes configuraciones que maximizan las ganancias de la venta de electricidad. A los diseñadores en cambio, les permite experimentar con diferentes estructuras.

## 2. La energía solar térmica de concentración

La energía solar térmica de concentración permite la producción de electricidad gracias a unos espejos que concentran los rayos solares alcanzando altas temperaturas. Existen diferentes tipos de captadores de radiación y procedimientos para generar la electricidad, pero la base de todos ellos es la misma, un fluido se calienta y permite el funcionamiento de un ciclo de conversión termodinámica.

Si este fluido es vapor, la conversión de energía térmica a eléctrica puede realizarse directamente en el ciclo correspondiente sin pasar por ningún sistema intermedio. Si por el contrario se trata de otro fluido, como puede ser un aceite térmico, éste se calienta en el campo solar para posteriormente intercambiar su energía, o bien directamente en un generador de vapor para la turbina correspondiente, o bien con sales fundidas en el caso de existir un sistema de almacenamiento.

Este tipo de centrales solares pueden funcionar de forma híbrida con otros combustibles pero su utilización es mucho menor que en centrales de generación de energía convencionales, por lo que es una forma de reducir considerablemente o por completo la emisión de contaminantes debido a la quema de combustibles fósiles.

En los últimos años se ha producido un desarrollo notable de este tipo de centrales en todo el mundo, pues algunos de los factores que más frenaban su implantación eran (4):

- Económico: Elevado coste de la instalación y de los materiales, el cual ha ido disminuyendo gracias al desarrollo de las tecnologías y al aumento del volumen de producción.
- Tecnológico: La falta de medios para poder almacenar el calor excedente de las horas centrales del día y utilizarlo durante la noche o en los períodos en los que la radiación solar no cubra la demanda energética. Actualmente existen sistemas que permiten almacenar la energía durante 4, 6, 8 o incluso más horas pero aún se deben mejorar las eficiencias de los captadores para poder aprovechar toda la energía incidente en el campo solar.
- Geográfico: La situación de la planta, limitada a zonas con gran irradiación solar durante todo el año. Actualmente se están realizando estudios para analizar la viabilidad de implantar un sistema de energía solar térmica en el desierto del Sahara y posteriormente transportar la electricidad a Europa.

## 2.1. Principales tecnologías

Como ya se ha mencionado anteriormente, existen diferentes tecnologías de captación de la energía solar y el fluido de transferencia de calor puede ser aceite térmico sintético, sal fundida o vapor, utilizado este último para la generación directa.

Las tecnologías que concentran la energía solar en un punto pueden alcanzar temperaturas de más de 1000°C gracias a que concentran mucho más de mil veces, mientras que los sistemas lineales concentran la radiación unas 100 veces y pueden alcanzar temperaturas de 550°C (5). Dentro de los sistemas lineales se encuentran los sistemas de canales parabólicos y sistemas de concentradores lineales de Fresnel, y como concentradores puntuales los sistemas de receptor central, también llamados torres solares, y los discos parabólicos.

### 2.1.1 Colectores cilindro parabólicos

Los espejos tienen forma cilindro parabólica y la luz solar se concentra en unos tubos receptores ubicados en la línea focal de la parábola. Éstos rotan en un eje durante el día para seguir al sol, generalmente con una orientación Norte-Sur.

Un fluido de transferencia de calor circula por el interior de los receptores absorbiendo el calor procedente de la radiación. Una vez se ha calentado, este fluido se bombea hacia un intercambiador de calor donde genera vapor para hacer funcionar la

turbina del ciclo y generar así electricidad. El ciclo puede ser de vapor convencional o un ciclo combinado de turbinas de vapor y gas. (5) (6)

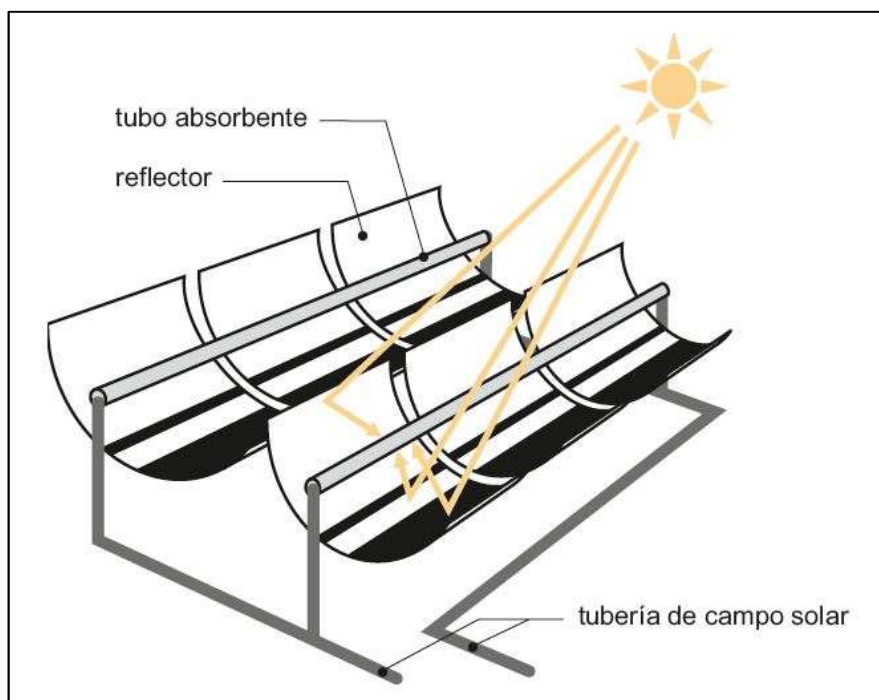


Figura 1 Colector cilindro-parabólico (7)

La mayoría de este tipo de plantas utiliza aceite sintético como fluido de transferencia de calor, el cual puede alcanzar temperaturas de  $400^{\circ}\text{C}$ . Sin embargo se están desarrollando nuevas plantas que usan sales fundidas como fluido de transferencia y medio de almacenamiento, llegando a alcanzar los  $540^{\circ}\text{C}$  (8).

### 2.1.2. Concentradores lineales de Fresnel

Este sistema es similar al del colector cilindro parabólico, pues concentran la radiación a lo largo de un tubo absorbedor pero situado a varios metros de altura del espejo. Estos espejos son planos y reflejan la radiación al tubo absorbedor, por cuyo interior circula el fluido de transferencia de calor y es el responsable de convertir la radiación en energía térmica. Para concentrar la luz solar desviada, alrededor del tubo absorbedor se sitúa un pequeño espejo cilíndrico. (9) (5)

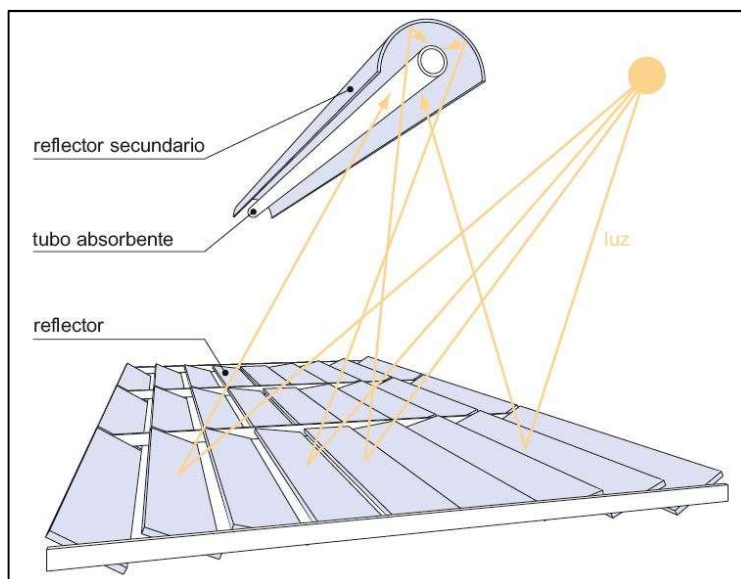


Figura 2 Concentrador lineal de Fresnel (7)

La principal ventaja de esta tecnología es su menor coste respecto a los canales cilindro-parabólicos, sin embargo las temperaturas alcanzadas son mucho menores.

### 2.1.3. Receptor central

La tecnología de receptor central, o torre central, utiliza un campo de espejos para concentrar la radiación solar directa en un receptor situado en lo alto de una torre central, donde esta luz es absorbida y convertida en calor. Este calor es utilizado para poner en funcionamiento un ciclo termodinámico y generar electricidad.

El campo solar está formado por un gran número de espejos, llamados heliostatos, que siguen el movimiento del sol individualmente en dos ejes. Estos espejos reflejan la luz del sol en el receptor y el fluido se calienta. Con este tipo de tecnología se consigue alcanzar mayores temperaturas que con los colectores cilindro-parabólicos o sistemas de Fresnel porque se puede concentrar más cantidad de luz en un único receptor y las pérdidas de calor en ese punto se minimizan.

Dependiendo del diseño del receptor y del fluido de trabajo, el rango de temperaturas oscila entre 250°C hasta los 1000°C que se pueden alcanzar en futuros diseños. Debido a la gran distancia que existe entre los espejos y el receptor, las pérdidas ópticas son altas causadas por imperfecciones en los espejos, absorción atmosférica o errores en el sistema de seguimiento de los espejos (8).

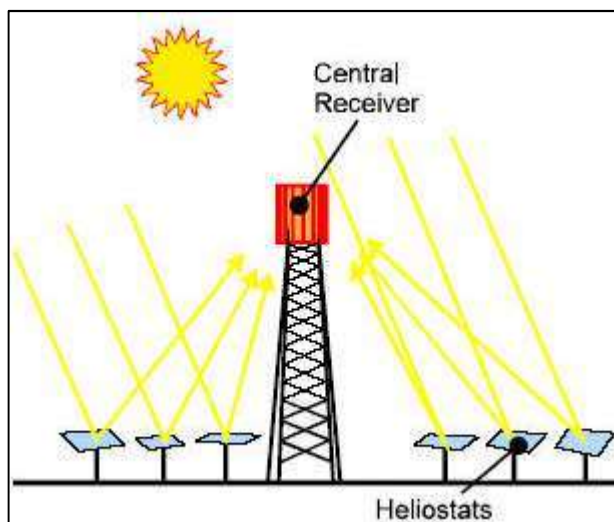


Figura 3 Receptor Central (10)

Las torres solares pueden utilizar aceite sintético o sales fundidas como fluido de transferencia de calor y medio de almacenamiento térmico. El aceite limita la temperatura de trabajo a  $390^{\circ}\text{C}$ , limitando por tanto la eficiencia del ciclo de vapor. Con las sales fundidas se pueden alcanzar  $550^{\circ}\text{C}$ - $650^{\circ}\text{C}$ , incrementando también la eficiencia del ciclo aunque los costes son mayores. Una alternativa sería la generación directa de vapor, con la que se elimina la necesidad y el coste de utilizar un fluido de transferencia (8).

#### 2.1.4. Discos parabólicos

El sistema de discos parabólicos consiste en concentrar la radiación directa solar en un receptor situado en el punto focal de un disco. En el receptor se puede situar un motor Stirling o una micro-turbina y el seguimiento del sol se realiza en dos ejes, aunque con un único eje también se alcanzan altas temperaturas.

Actualmente este sistema se encuentra en fase de desarrollo, aunque las investigaciones se centran en utilizar un motor Stirling localizado en el punto focal del disco para transformar la energía térmica en electricidad (8) (5).

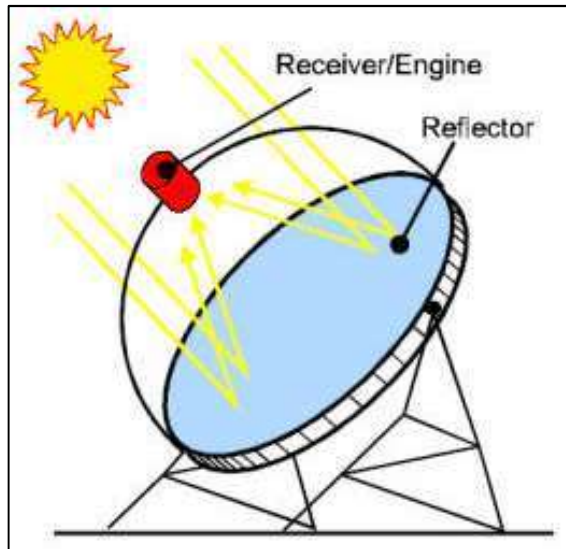


Figura 4 Disco parabólico (Stirling) (10)

Las temperaturas alcanzadas por el fluido presente en el receptor se sitúan entre  $650^{\circ}\text{C}$  y  $800^{\circ}\text{C}$ , y la eficiencia del motor Stirling puede ser superior al 40% (9).

### 3. Centrales de colectores cilindro parabólicos

La principal ventaja de este tipo de plantas es que dentro de las tecnologías de plantas solares es la más consolidada y se considera una tecnología comercial. Con este tipo de centrales se genera más del 95% de la potencia solar en el mundo (9).

Su funcionamiento consiste en que el fluido caloportador entra por un extremo del lazo de colectores a través del tubo absorbedor y aquí se concentra la radiación solar unas 70-100 veces, lo que hace aumentar la temperatura del fluido y éste sale por el otro extremo del lazo. Un lazo es un conjunto de espejos unidos en serie y a su salida el fluido debe haber alcanzado la temperatura de trabajo.

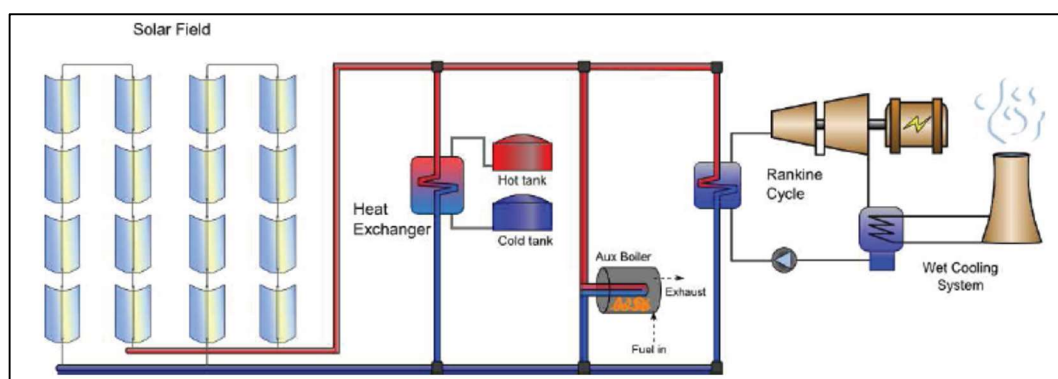


Figura 5 Esquema de una central con colectores cilindro-parabólicos (3)

Este tipo de centrales pueden dividirse en varios bloques:



### 3.1. Campo solar

Es el conjunto de lazos de colectores que captan la radiación y la transforman en la energía térmica necesaria para la producción del vapor de la turbina. Normalmente los colectores se alinean en el eje Norte-Sur y siguen el movimiento del Sol de Este a Oeste para maximizar la producción.

Las partes en las que se divide un campo de este tipo son:

-Cimentación y estructura: Sirve para soportar todo el peso del colector y para dar forma y rigidez a todos los elementos del módulo.

-Reflector: Es el espejo encargado de dirigir toda la radiación incidente hacia el tubo absorbedor situado en el foco de la parábola que forman.



Figura 6 Conjunto de colectores cilindro-parabólicos (11)

-Tubo absorbedor: Se encarga de convertir la radiación que recibe en energía térmica. Está formado por dos tubos concéntricos, uno interior de metal en contacto con el fluido de transferencia y otro externo de vidrio. Entre ambos tubos se realiza el vacío para evitar así posibles pérdidas de calor.

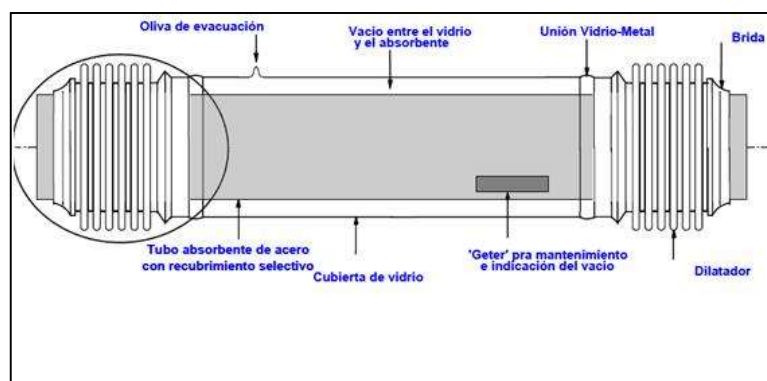


Figura 7 Tubo absorbedor (12)

-Sistema de seguimiento del sol: Gracias a un sensor solar este sistema es capaz de seguir durante el día el movimiento del sol para poder aprovechar al máximo la radiación incidente, lo que permite aumentar el rendimiento de la central. También sitúa los



colectores en posición de mantenimiento (en caso de limpieza o reparación) o los desenfoca cuando el sistema no sea capaz de administrar un exceso de radiación.

**-Fluido de transferencia de calor:** Su función es absorber toda la energía captada por el tubo absorbedor y distribuirla por todas las tuberías de la central hasta el generador de vapor. Este fluido puede ser agua (generación directa de vapor) pero su uso aún no está muy extendido debido a los problemas ocasionados por la posible vaporización del fluido en etapas intermedias y por la gran presión que tendría que tener, encareciendo el sistema de tuberías. También pueden utilizarse sales fundidas que permiten temperaturas más altas y por tanto mejores rendimientos, pero su principal problema es su alto punto de congelación ( $120^{\circ}\text{C}$  -  $220^{\circ}\text{C}$ ) corriendo el riesgo de congelarse en las tuberías durante la noche (13). Por estos motivos, el fluido caloportador más utilizado es el aceite térmico que soporta temperaturas de hasta  $400^{\circ}\text{C}$ . Por encima de este valor se degrada, por lo que en el diseño se suele fijar una temperatura de trabajo ligeramente inferior (en torno a  $390^{\circ}\text{C}$ ).

**-Sistema HTF:** Dentro del campo solar puede incluirse también este sistema, encargado de distribuir el fluido de transferencia (HTF por sus siglas en inglés) hasta el ciclo agua-vapor para poder accionar la turbina con el vapor generado. Así, este sistema lo forman el conjunto de tuberías por las que transcurre el fluido (tanto las principales como las que conectan los colectores entre sí), el grupo de bombeo encargado de impulsar el fluido por toda la planta, el sistema de limpieza del aceite para evitar la obstrucción de filtros o el deterioro de bombas y válvulas, el tanque de expansión cuya función es absorber la diferencia de volumen del fluido cuando éste aumente su temperatura, sistema de protección contra incendios y todo el conjunto de válvulas y accesorios que permiten la unión de todos estos elementos con las tuberías. Como elemento auxiliar que puede haber en centrales de este tipo se encuentra la caldera de combustible fósil, generalmente de gas natural, encargada de aportar calor al fluido de transferencia cuando la radiación solar no sea suficiente para alcanzar las temperaturas de trabajo (14).

### 3.2. Sistema de almacenamiento

La existencia de un almacenamiento térmico ofrece la posibilidad de producir más energía y, por tanto, aumentar el rendimiento de las plantas solares. La capacidad de almacenamiento se expresa en término de número de horas que la central puede operar a su capacidad de diseño utilizando exclusivamente la energía procedente del almacenamiento térmico.

El almacenamiento se produce en dos tanques, uno frío y otro caliente, en los que se encuentra un fluido capaz de mantener el calor, y éste proceso puede ser indirecto o directo.

En el sistema de almacenamiento indirecto con dos tanques, el HTF procedente del campo solar es bombeado hacia un intercambiador de calor para calentar el fluido de almacenamiento, típicamente sales fundidas. Con este modo de operación, las sales del

tanque frío se calientan y se almacenan en el tanque caliente. Cuando la radiación solar no sea suficiente para alcanzar las temperaturas de trabajo en el campo solar, el HTF de los colectores se desvía al intercambiador de calor para recibir ese calor de las sales del tanque caliente. A pesar de ser el método de almacenamiento más utilizado, su principal desventaja son las pérdidas de calor entre el HTF y el medio de almacenamiento.

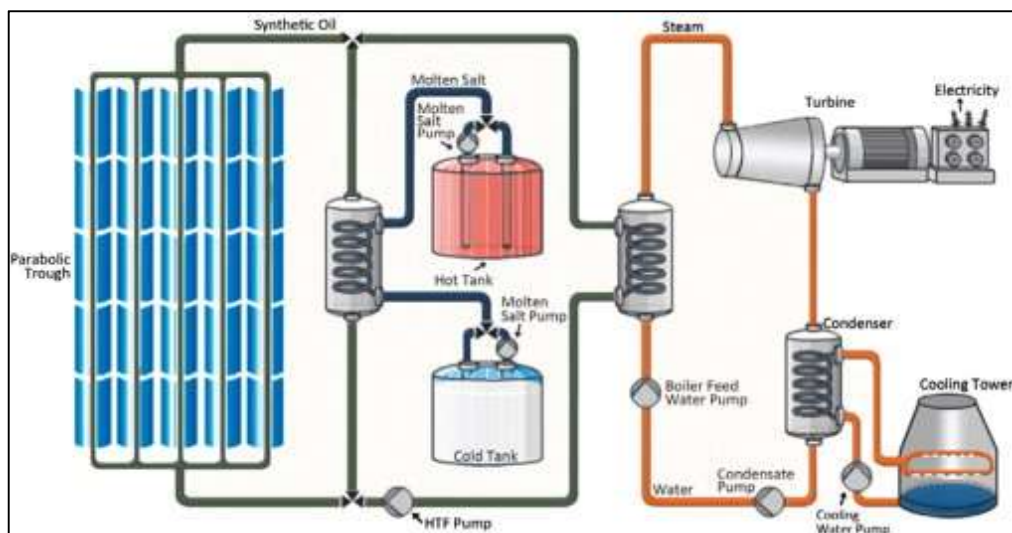


Figura 8 Esquema de un sistema de almacenamiento indirecto (15)

Por otro lado, el sistema de almacenamiento directo elimina el intercambiador de calor y los tanques conectan directamente con el campo solar. Como consecuencia, el HTF y el medio de almacenamiento deben ser el mismo y las temperaturas que se pueden alcanzar son mucho mayores, al utilizar sales fundidas para ambos fluidos. El inconveniente de esta tecnología es la necesidad de utilizar sistemas de traceado eléctrico en las tuberías para prevenir la congelación de las sales (6).

### 3.3. Bloque de potencia

Aquí se incluyen todos los sistemas necesarios para generar el vapor y posteriormente la electricidad.

En primer lugar, el generador de vapor utiliza el calor del HTF para vaporizar y sobrecalentar el agua hasta aproximadamente 380°C de tal forma que el HTF regresa al campo solar una vez se ha enfriado a 290°C (9). Este vapor se dirige a la turbina para expandirse y así producir la electricidad en el generador que será transportada a la red eléctrica.

El vapor que sale de la turbina es necesario condensarlo para así aprovecharlo de nuevo y conseguir un mayor salto de presión entre la entrada y la salida de la turbina. Para ello se dirige al condensador donde cede su calor a otro fluido, generalmente agua. En este proceso, se utilizan torres de refrigeración de tal forma que el agua enfriada en la torre se

usa para captar el calor de condensación. Después, el agua cede su calor al ambiente gracias a la torre.

## 4. Descripción del modelo

El fin de este proyecto es conocer el funcionamiento de una central termosolar y cómo afectan ciertos parámetros característicos a su producción. La tecnología escogida para ello es una central termosolar con captadores cilindro-parabólicos.

En este apartado se describen cada uno de los componentes de la planta, así como sus propiedades, para posteriormente hacer un análisis horario, mensual y anual de los resultados obtenidos con esta central. Seguidamente, se modificarán las horas de almacenamiento térmico para realizar una comparación entre las centrales simuladas.

### 4.1. Organización de *System Advisor Model*

Como ya se ha explicado en el apartado 1.4, la construcción y simulación de la planta se realiza con el programa informático *System Advisor Model (SAM)*. Este programa está dividido en tres partes: interfaz de usuario, motor de cálculo e interfaz de programación.

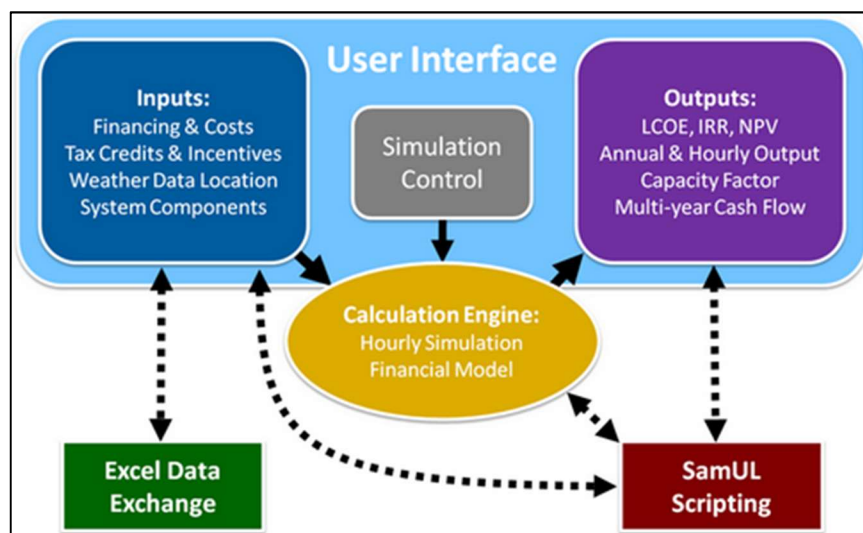


Figura 9 Estructura de SAM (3)

1- **User Interface:** Permite fijar las variables de entrada que describen las características físicas de un sistema, los costes y las suposiciones financieras para un proyecto. Además, se puede controlar la forma en la que SAM simula, escogiendo entre una simulación básica o una más avanzada para optimización y estudios de sensibilidad. En este proyecto se elige la simulación básica, ya que, su finalidad no es el diseño de una

central, sino el análisis de sus parámetros. Por último, muestra una serie de tablas y gráficos con los resultados obtenidos.

**2- Calculation Engine:** Realiza cálculos paso a paso del funcionamiento del sistema y cálculos financieros anuales para generar el cash flow del proyecto, así como otras medidas financieras.

**3- Programming Interface:** Permite a programas externos interactuar con SAM. Ofrece la posibilidad de programar para ejecutar los valores de entrada leyéndolos directamente de la hoja programada, basándose en unos cálculos creados por el usuario o bien, para escribir los resultados en un archivo de texto.

Con *Excel Exchange* puede utilizarse *Microsoft Excel* para calcular las variables de entrada, creando una hoja de cálculo cada vez que se realiza una simulación y dependiendo del tipo de configuración, se escriben los valores iniciales de SAM en la hoja, o se leen los valores de la hoja de cálculo para usarlos en las simulaciones.

Dado que en este proyecto las variables de partida se introducen manualmente y los cálculos realizados por el programa no son visibles de una forma explícita para el usuario, la única parte en la que se trabaja es *User Interface*.

## 4.2. Elección del modelo a estudiar

En todos los modelos ofrecidos por el programa se realizan cálculos hora a hora de la energía eléctrica producida por el sistema, generando así un total de 8760 valores que representan la producción de electricidad en un único año. También, en algunos modelos, se realizan cálculos mensuales y anuales, de tal forma que todos ellos son utilizados por el modelo financiero para crear sus suposiciones.

La energía solar de concentración con colectores cilindro parabólicos ha sido el modelo elegido para realizar el estudio. Para este tipo de centrales el programa ofrece dos posibilidades:

1. *Parabolic Trough (Physical Model)*, el cual calcula la electricidad entregada a la red por un campo solar de colectores cilindro parabólicos que suministra energía térmica a un bloque de potencia para generación de electricidad, con un sistema de almacenamiento térmico opcional. Este modelo físico caracteriza a muchos de los componentes con los primeros principios de transferencia de calor y termodinámica, en lugar de con medidas empíricas como en el otro modelo posteriormente descrito. Sin embargo, aunque el modelo físico es más flexible que el modelo empírico, añade más incertidumbre a sus predicciones.
2. *Parabolic Trough (Empirical Model)*, tiene el mismo funcionamiento que el modelo físico pero utiliza una serie de ecuaciones de ajuste basadas en el

análisis de regresión de datos medidos en plantas termosolares de este tipo en Estados Unidos, por lo que su simulación está limitada a modelar sistemas semejantes a los medidos. Este modelo está basado en otro anterior desarrollado para uso interno de NREL (*National Renewable Energy Laboratory*).

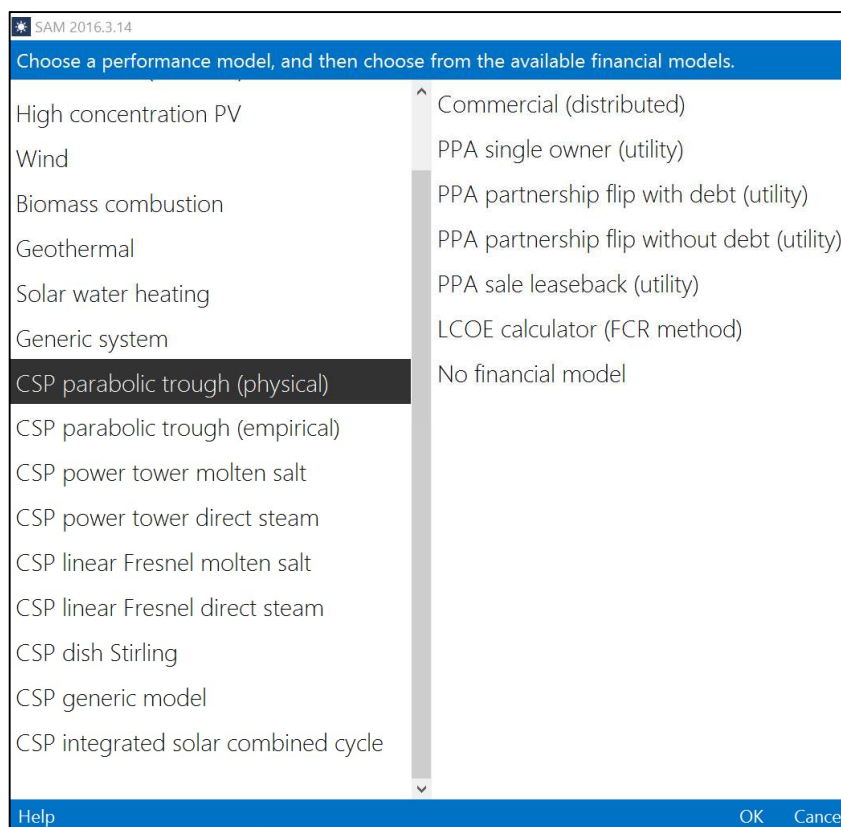


Figura 10 Elección del modelo en SAM (16)

El modelo elegido para las simulaciones es el “*Physical Model*” porque al utilizar modelos matemáticos para representar la geometría y propiedades de los componentes del sistema, lo hace mucho más flexible que el otro. Se asume la incertidumbre en sus predicciones, ya que, el “*Empirical Model*” no sería válido para proyectos fuera de Estados Unidos al emplear para sus cálculos los datos meteorológicos de este país.

### 4.3. Inicialización del modelo

Una vez elegido el modelo, el programa ofrece una serie de apartados para ir introduciendo los valores de entrada del sistema que se quiere modelar (17):

- 4.3.1. Localización y Recursos
- 4.3.2. Campo Solar
- 4.3.3. Colectores (SCAs)
- 4.3.4. Receptores (HCEs)

#### 4.3.5. Ciclo de Potencia

#### 4.3.6. Almacenamiento Térmico

#### 4.3.7. Consumo Parasitario

#### 4.3.1. Localización y Recursos

Uno de los factores más importantes a tener en cuenta para la construcción de una central de este tipo es su localización. Las ubicaciones más idóneas para ello son aquellas de mayor actividad solar, que reciben al menos 2000 kWh/m<sup>2</sup> de radiación solar directa anual. (18)

En la siguiente figura puede observarse el mapa de España con la irradiación solar recibida según las distintas regiones:

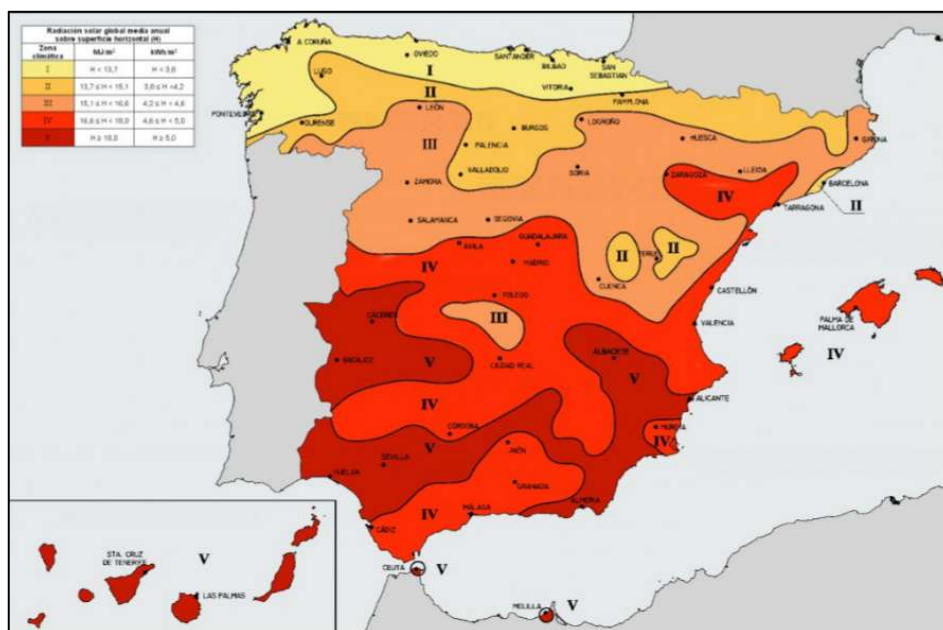


Figura 11 Mapa Solar de España (19)

Como se observa en el mapa, las zonas con mayor cantidad de radiación solar se encuentran en la zona sur de España motivo por el cual, la mayoría de centrales solares se sitúan en esta zona geográfica.

Sin embargo, también existen otros factores determinantes para elección de la localización como pueden ser la orografía del terreno, pues éste deberá ser lo más llano posible; capacidad para abastecer de agua la central; evacuación de las aguas residuales una vez han sido tratadas y cumplen con las especificaciones necesarias; viabilidad para el transporte de la energía eléctrica producida; cercanía de una fuente de combustible (cuando se utilice una caldera auxiliar en la central); y por último área disponible para su construcción. Se estima que el área necesaria para una central termosolar de 50 MW con colectores cilindro parabólicos es de 200 hectáreas. (18)



Para este proyecto, teniendo en cuenta estos factores y el número de centrales en la zona, el lugar escogido para la ubicación de la planta ha sido Sevilla.

SAM ofrece tres posibilidades para escoger los datos meteorológicos necesarios para el análisis:

1. Escoger una carpeta de su base de datos
2. Descargar estos datos de *NREL Solar Prospector*
3. Utilizar unos datos específicos que tenga el usuario

En este caso se ha elegido utilizar los valores de su base de datos, ya que, el programa tiene datos de las siguientes ciudades españolas: Madrid, Las Palmas, Santander y Sevilla.

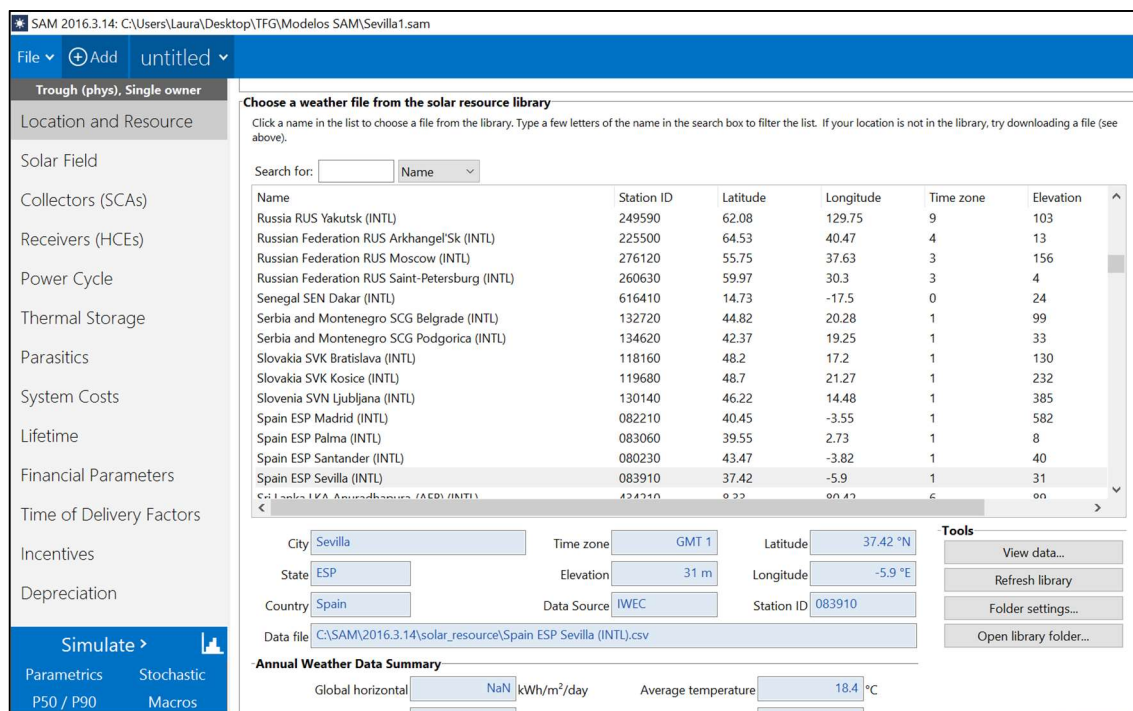


Figura 12 Selección de la localización en SAM (16)

Para los datos meteorológicos de España, la fuente utilizada por el programa es “*The ASHRAE International Weather for Energy Calculations Version 1.1 (IWECC)*”. (3)

Dentro de esta misma ventana, puede observarse la siguiente información referente a la climatología en Sevilla:

- Irradiación global horizontal- GHI(W/m<sup>2</sup>)
- Irradiación directa normal- DNI (W/m<sup>2</sup>)
- Irradiación difusa horizontal-DHI (W/m<sup>2</sup>)
- Temperatura de bulbo húmedo (°C)
- Temperatura de bulbo seco (°C)
- Temperatura de rocío (°C)
- Humedad relativa (%)

- Presión atmosférica (mbar)
- Velocidad del viento (m/s)
- Dirección del viento (deg)

Para realizar los cálculos de las plantas solares de concentración sólo se utiliza la DNI, ya que, ésta es la que llega directamente del sol, incide sobre la superficie normal del colector y puede concentrarse. GHI se compone de la radiación difusa y de DNI.

$$GHI = \text{Radiación Difusa} + DNI * \cos\theta_z$$

Donde  $\theta_z$  es el ángulo solar cenital. (20)

La DNI para una región soleada es aproximadamente 6 kWh/m<sup>2</sup>/ día (21). Este valor puede verse afectado debido a la presencia de nubes, moléculas de aire, polvo, contaminantes o vapor de agua que encuentra la radiación solar cuando atraviesa la atmósfera.

En la siguiente figura se ve cómo varía la radiación directa normal a lo largo del año. Estos datos son horarios, por lo que hay valores muy bajos, correspondientes a las horas de menor luz solar, y valores muy altos, llegando incluso a superar los 900 W/m<sup>2</sup>. Los valores más altos se corresponden con los momentos de mayor radiación solar, es decir, a mediodía.

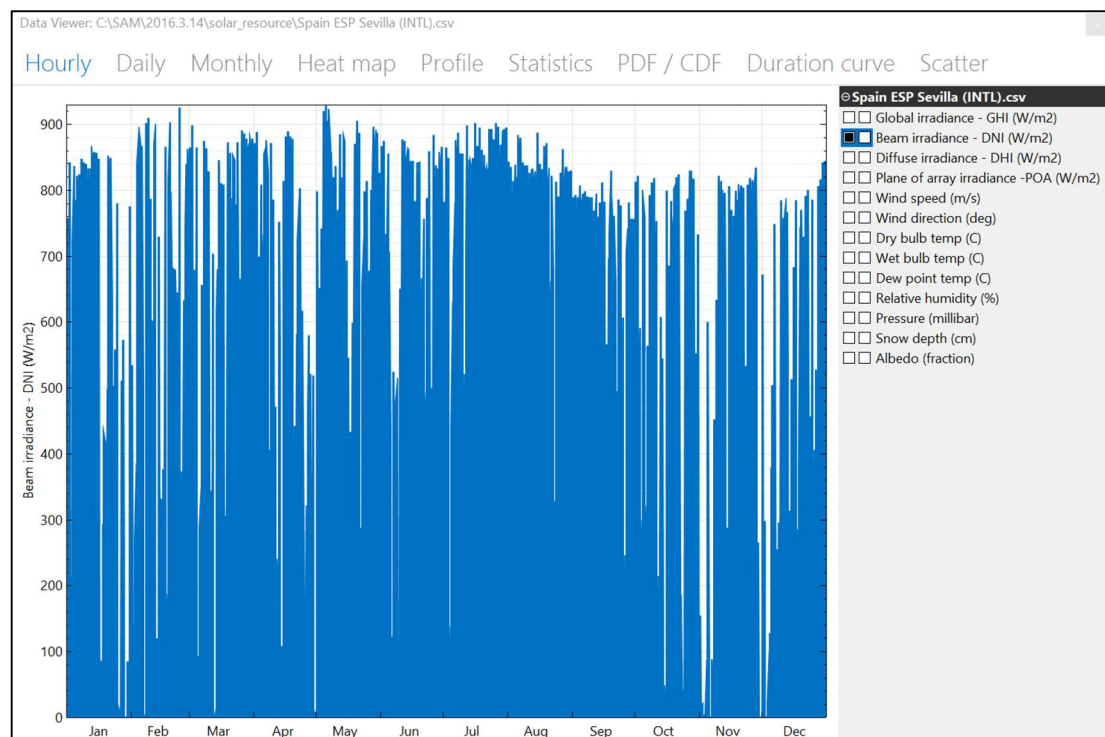


Figura 13 Radiación Directa Normal en Sevilla (16)



Las condiciones ambiente proporcionadas por SAM para la ciudad de Sevilla son las siguientes:

Tabla 1 Condiciones ambiente

País	España
Ciudad	Sevilla
Elevación (m)	31
Latitud (°)	37.42
Longitud (°)	-5.9
DNI (kWh/m <sup>2</sup> / día )	4.86
DHI (kWh/m <sup>2</sup> / día )	1.75
Temperatura media (°C)	18.4
Velocidad media del viento (m/s)	2.7

#### 4.3.2. Campo Solar

En la ventana “*Campo Solar*” aparecen variables y opciones que describen el tamaño y las propiedades del campo solar, así como las propiedades del fluido de transferencia de calor. Éstas se organizan en una serie de apartados, de forma que es más fácil saber con qué variable se identifican.

##### **Solar Field Parameters**

Option 1 and Option 2: Para la Opción 1 (Múltiplo Solar), SAM calcula el área y el número de lazos requeridos a partir del valor de Múltiplo Solar introducido. Con la Opción 2 (Área del campo solar), se calcula el Múltiplo Solar basándose en el área especificada.

Solar Field Parameters		Heat Transfer Fluid	
<input checked="" type="radio"/> Option 1:	Solar multiple: 1.79	Field HTF fluid: Therminol VP-1	
<input type="radio"/> Option 2:	Field aperture: 434,253,000 m <sup>2</sup>	User-defined HTF fluid: Edit...	
	Row spacing: 15 m	Field HTF min operating temp: 12 °C	
	Stow angle: 170 deg	Field HTF max operating temp: 400 °C	
	Deploy angle: 10 deg	Design loop inlet temp: 290 °C	
	Number of field subsections: 2	Design loop outlet temp: 390 °C	
	Header pipe roughness: 4.57e-005 m	Min single loop flow rate: 1 kg/s	
	HTF pump efficiency: 0.75	Max single loop flow rate: 12 kg/s	
	Freeze protection temp: 150 °C	Min field flow velocity: 0.354697 m/s	
	Irradiation at design: 850 W/m <sup>2</sup>	Max field flow velocity: 4.95682 m/s	
	Allow partial defocusing: <input checked="" type="checkbox"/> Simultaneous	Header design min flow velocity: 2 m/s	
		Header design max flow velocity: 3 m/s	
<b>Design Point</b>			
	Single loop aperture: 4905 m <sup>2</sup>	Actual number of loops: 89	
	Loop optical efficiency: 0.757661	Total aperture reflective area: 436545 m <sup>2</sup>	
	Total loop conversion efficiency: 0.726585	Actual solar multiple: 1.79	
	Total required aperture, SM=1: 242877 m <sup>2</sup>	Field thermal output: 268.5 MWt	
	Required number of loops, SM=1: 49.5161		
<b>Collector Orientation</b>			
	Collector tilt: 0 deg	Tilt: horizontal=0, vertical=90	
	Collector azimuth: 0 deg	Azimuth: equator=0, west=90, east=-90	

Figura 14 Parámetros de Entrada del Campo Solar (16)

El Múltiplo Solar (SM) se define como el cociente entre la potencia térmica producida por el campo solar en el punto de diseño y la potencia térmica requerida por el bloque de potencia (ciclo *Rankine*) (22):

$$SM = \frac{Q_{\text{térmica, campo solar}}}{Q_{\text{térmica, bloque de potencia}}}$$

Normalmente, el múltiplo solar es mayor de 1 para poder generar la potencia requerida durante un período de tiempo más largo. Si SM=1, debido a que en ocasiones el recurso solar disponible es menor al valor de la radiación de diseño, no se generará la potencia esperada. Incrementando el valor del múltiplo solar, SM>1, resulta un campo solar que opera en su punto de diseño durante más horas de las previstas y genera más electricidad.

Sobredimensionar el campo solar permite almacenar el exceso de energía para utilizarla en los momentos de escaso recurso solar.

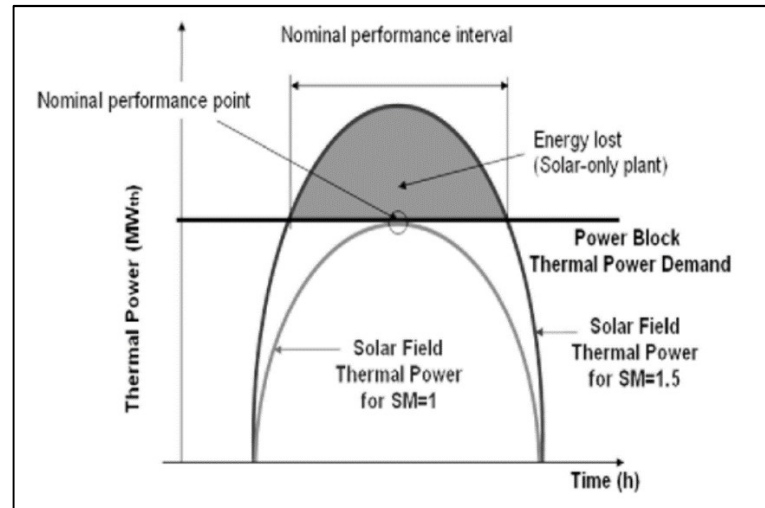


Figura 15 Concepto de Múltiplo Solar (22)

En este caso se ha elegido la Opción 1 con un Múltiplo Solar de 1.79.

**Field Aperture ( $m^2$ ):** Área total de captación de energía solar, la cual es menor que la superficie total de los espejos. Al elegir la Opción 1, este cuadro permanece inactivo.

**Row Spacing (m):** Distancia de centro a centro entre líneas de colectores, asumiendo que las filas se disponen uniformemente a lo largo del campo solar. Se asume una distancia de 15m.

**Stow angle (degrees):** Ángulo del colector durante el tiempo de reposo. Un valor de  $0^\circ$  para una latitud norte indica una orientación vertical en dirección este, y  $180^\circ$  vertical hacia el oeste. Se utiliza un valor de  $170^\circ$ .

**Deploy angle (degrees):** Ángulo del colector en el momento de empezar a funcionar. Un ángulo de  $0^\circ$  para una latitud norte presenta una orientación vertical hacia el este. Por defecto, su valor es  $10^\circ$ .

Estos dos ángulos tienen mucha importancia porque indican el momento de fin o inicio de seguimiento del sol. Si el seguimiento se inicia una vez el sol está muy alto, se consigue elevar muy rápido la temperatura del fluido de transferencia de calor porque los rayos serán más perpendiculares al colector, a cambio se pierde producción.

**Number of field subsections:** Son las secciones en las que se puede dividir el campo solar. SAM asume que éste se divide de 2 a 12 secciones. En este caso se eligen 2 secciones para reducir así las pérdidas de calor en la tubería principal, que transporta el fluido de transferencia de calor al bloque de potencia.

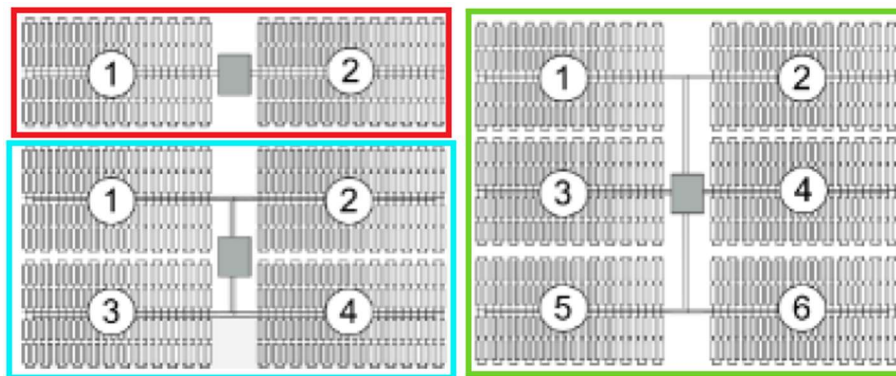


Figura 16 Ejemplos de campo solar con 2 (rojo), 4 (azul) y 6 (verde) secciones (3)

**Header pipe roughness (m):** Es una medida de la rugosidad de la tubería. SAM utiliza este valor para calcular la fuerza y la caída de presión en las tuberías. En general, cuanto más rugosa es la superficie, mayor es la caída de presión. La rugosidad superficial es función del material y del método de construcción utilizado para la tubería. En este caso es de  $4,57 \times 10^{-5}$  m.

**HTF pump efficiency:** La eficiencia de la bomba del fluido de transferencia de calor. Este valor tiene en cuenta las pérdidas mecánicas, termodinámicas y eléctricas y se asume que es de 0.75.

**Freeze protection temp (°C):** Mínima temperatura que el fluido de transferencia de calor puede alcanzar en el campo solar y a la cual se activa el equipo de protección para evitar su congelación. Su valor es de 150 °C.

**Irradiation at design ( $W/m^2$ ):** El valor de la DNI en el punto de diseño, usado para calcular el área necesaria y producir la potencia requerida. También se utiliza para el cálculo del flujo másico del fluido de transferencia de calor en la tubería principal.

Los colectores lineales (cilindro parabólicos) por lo general siguen al sol girando alrededor de un único eje, lo que significa que la DNI rara vez incide sobre la superficie del colector con un ángulo normal. En consecuencia, la DNI incidente es menor que la DNI mostrada en la base de datos. Para tener una idea de la radiación que realmente se absorbe, se realiza un ajuste multiplicando el valor de DNI obtenido por una eficiencia, conocida como el efecto coseno.

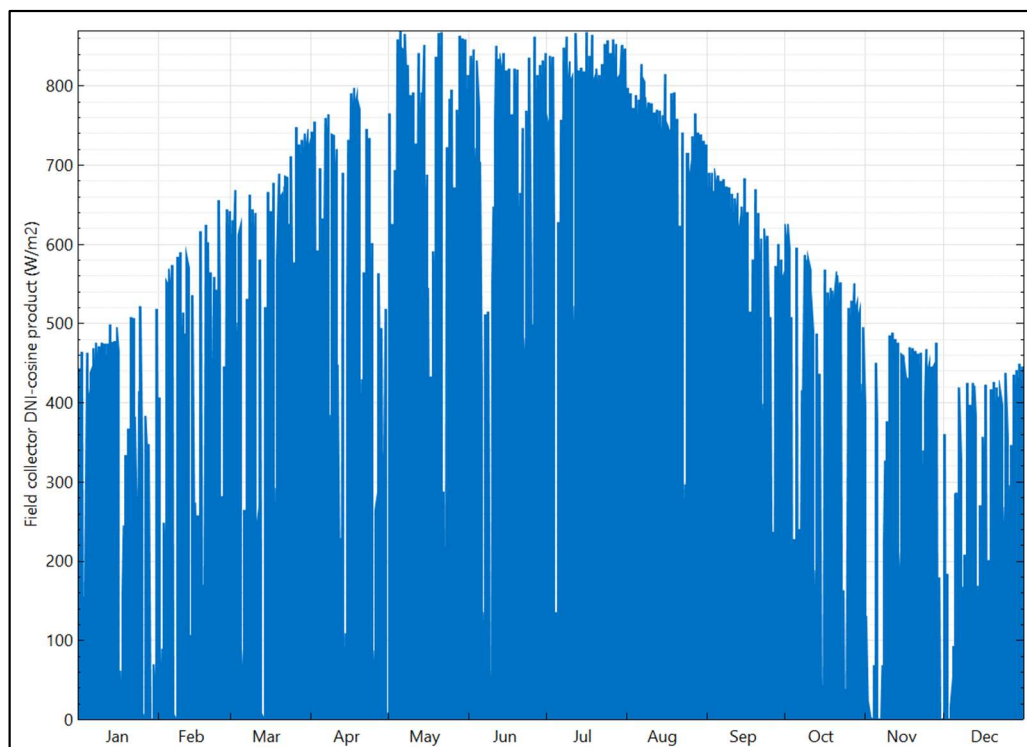


Figura 17 DNI con el efecto coseno (16)

Al comparar esta imagen con la *Figura 13*, se observa cómo el valor de DNI ha disminuido en todos los meses del año. Especialmente en invierno y otoño, ya que, debido a la posición del sol, este efecto es más acusado. Se ha escogido un valor de  $850 \text{ W/m}^2$  como irradiación de diseño, al ser éste el máximo que aparece en la *Figura 17*. Valores menores a este darían lugar a energía perdida, pues se diseñaría una central que produciría más energía térmica de la requerida por el bloque de potencia.

**Allow partial defocusing:** Permite desenfocar los colectores gracias al sistema de seguimiento en función de la capacidad del ciclo de potencia o del sistema de almacenamiento. Se ha elegido un desenfoque simultáneo de todos los colectores cuando sea necesario, aunque este parámetro se explica posteriormente en el apartado de colectores.

### **Heat Transfer Fluid (HTF)**

**Field HTF fluid:** El fluido de transferencia de calor usado en el campo solar es el Therminol VP-1. SAM permite escoger entre algunos presentes en su base de datos o bien definir uno nuevo.

**Field HTF min operating temperature (°C):** Se trata de la mínima temperatura a la que se puede operar con el HTF. Para el Therminol VP-1 son  $12^\circ\text{C}$ , temperatura que coincide con su punto de congelación. Sin embargo, la temperatura mínima de trabajo y la de congelación no tienen por qué ser iguales, pues puede ocurrir que un fluido alcance una

baja temperatura que, aun estando por encima de la de congelación, no sea la óptima para trabajar debido a su viscosidad.

Field HTF max operating temperature (°C): La máxima temperatura a la que puede operar el Therminol VP-1 es de 400°C, ya que, a partir de este valor comienza a degradarse.

Design loop inlet temp (°C): La temperatura del HTF a la entrada de los colectores es de 290°C. SAM establece este valor automáticamente a la salida del bloque de potencia.

Design loop outlet temp (°C): Se establece una temperatura de 390°C a la salida de los colectores, ya que, el incremento de temperatura del aceite en el campo solar suele ser de unos 100°C (22). Con este valor se consigue tener un margen de seguridad para la degradación del aceite, a la vez que se consiguen altas temperaturas para calentar el vapor.

Min single loop flow rate (kg/s): El gasto másico necesario que debe circular en cada lazo para obtener el incremento de temperatura deseado es de 7,32 kg/s. Sin embargo, SAM no permite introducir un valor concreto, sino que realiza sus cálculos con un mínimo y un máximo. Como caudal mínimo se ha elegido 1 kg/s.

Si en algún momento el caudal de HTF fuera menor a 1 kg/s, la temperatura de salida del campo solar también disminuiría acorde con este descenso

Max single loop flow rate (kg/s): El caudal máximo de HTF en cada lazo del campo solar es de 12 kg/s. En los momentos en los que el caudal fuera superior a este valor, los colectores se desenfojarían según el método elegido anteriormente hasta que la energía absorbida y el caudal estuvieran dentro del rango de diseño.

Min field flow rate velocity (m/s): Al igual que ocurre con el parámetro anterior, también existe una velocidad óptima de HTF con la se alcanzan los resultados esperados en la planta, pero debido a las posibles variaciones en el caudal se establecen unos valores límite. Esta velocidad óptima es de 2,83 m/s, y el valor mínimo calculado por SAM es de 0,354697 m/s

Max field flow velocity (m/s): En este caso la velocidad máxima calculada es de 4,95682 m/s, por lo que ambos valores se encuentran dentro del rango esperado.

La mínima y máxima velocidad del HTF en el campo solar dependen de la densidad del fluido, del caudal y del diámetro interior del tubo absorbedor, el cual se especifica posteriormente.

Header design min flow velocity (m/s): La velocidad mínima del HTF en la tubería principal se ha considerado 2 m/s.

Header design max flow velocity (m/s): La máxima velocidad permitida en la tubería principal es 3 m/s.

Estos dos últimos parámetros se utilizan para determinar el diámetro de la tubería principal, que distribuye el HTF en cada lazo de colectores. Una vez el fluido ha entrado en el lazo, SAM recalcula la velocidad y el tamaño de las tuberías.

### **Design Point**

En este punto se muestran los resultados que SAM ha obtenido haciendo los cálculos con la irradiación de diseño introducida antes de la simulación de la planta. Durante la simulación, el programa utiliza su base de datos para calcular los resultados mostrados.

Single Loop Aperture (m<sup>2</sup>)  $A_{lazo}$ : Indica el área reflectiva de un único lazo de colectores, por lo que no incluye la superficie no reflectiva del colector o el espacio no reflectivo entre ellos. Se calcula como la suma del área reflectiva de cada SCA en un lazo, dando un resultado de 4905 m<sup>2</sup>.

Loop optical efficiency: La eficiencia óptica de un lazo cuando la radiación incidente es normal al plano de apertura es de 0,75. No incluye las pérdidas térmicas de tuberías y receptores ni las pérdidas debidas al efecto coseno. Se calcula multiplicando la eficiencia de cada SCA por la eficiencia óptica del receptor.

Los valores de área reflectiva y eficiencias relacionados con los SCA y HCE se especifican más adelante en su apartado correspondiente.

Total loop conversion efficiency  $\eta_{lazo,tot}$ : La eficiencia total en cada lazo es de 0,72 e incluye las pérdidas térmicas y ópticas. Es el valor utilizado para calcular el área requerida de campo solar y se calcula multiplicando la eficiencia óptica de un lazo por la eficiencia de pérdida de calor en el receptor.

Total required aperture, SM=1 (m<sup>2</sup>): El área necesaria para satisfacer la demanda térmica con un múltiplo solar igual a 1 es 242877 m<sup>2</sup>. Este valor es útil para calcular el área total reflectiva, que será similar al área total necesaria dependiendo de las dimensiones del colector.

$$A_{campo\ solar, SM=1} = \frac{\dot{W}_{diseño,bruta}}{\eta_{bloque\ de\ potencia} * DNI_{diseño} * \eta_{lazo,tot}}$$

Required number of loops, SM=1: Los lazos necesarios para un área total con un SM=1 son 49,5161.

$$N_{lazos, SM=1} = \frac{A_{campo\ solar, SM=1}}{A_{lazo}}$$

Actual number of loops  $N_{lazos}$ : El número de lazos reales necesarios se calcula multiplicando el valor de múltiplo solar introducido (SM=1,79) por  $N_{lazos, SM=1}$ . El resultado obtenido son 89 lazos.

Total aperture reflective area (m<sup>2</sup>): Para calcular el área total reflectiva se multiplica el número de lazos reales por el área reflectiva de un único lazo de colectores calculada anteriormente. El resultado es 436545 m<sup>2</sup>.

$$A_{campo\ solar, refl} = A_{lazo} * N_{lazos}$$

Actual solar multiple: Se corresponde con el valor introducido, SM=1,79.

$$SM = \frac{A_{campo\ solar, refl}}{A_{campo\ solar, SM=1}}$$

Field thermal output (MWt): Energía térmica entregada por el campo solar bajo condiciones de diseño con SM=1,79. Su valor es 268,5 MWt.

$$\dot{W}_t = SM * \frac{\dot{W}_{diseño, bruta}}{\eta_{bloque\ de\ potencia}}$$

### **Collector Orientation**

Collector tilt (degrees): Ángulo que forma el colector con la horizontal. Para este tipo de plantas su valor suele ser 0° y SAM asume que los colectores están fijos con esta inclinación.

Collector azimuth (degrees): Este ángulo indica la orientación del colector respecto a los ejes Norte-Sur o Este-Oeste. La orientación Norte-Sur es la más habitual y con un valor de 0° el colector está dirigido hacia el ecuador. SAM asume que los colectores están orientados 90° (Este) por la mañana y siguen el movimiento del sol durante el día del Este al Oeste.

En la siguiente figura se definen *Collector tilt* ( $\beta$ ) y *Collector azimuth* ( $\gamma$ ) para una mejor comprensión:



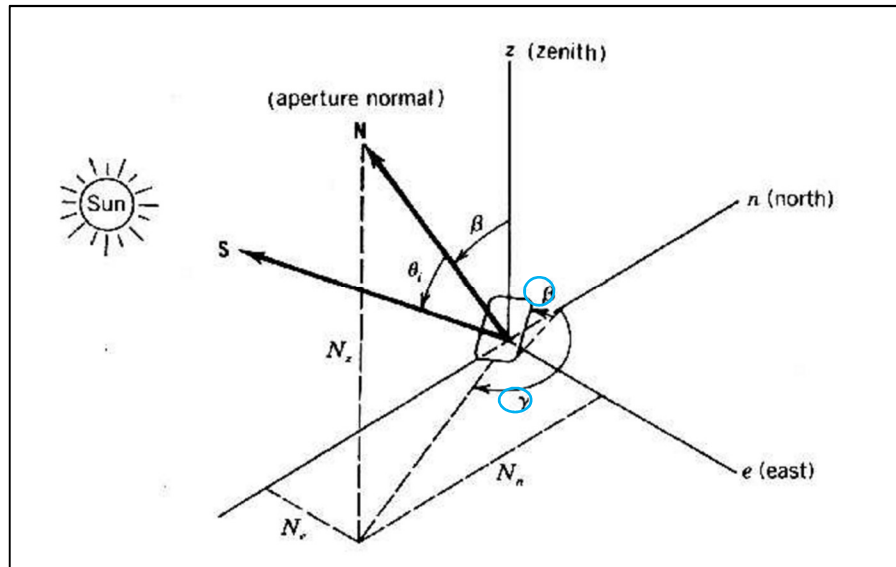


Figura 18 Colector tilt y Collector azimuth (23)

### **Mirror Washing**

SAM aporta información sobre el uso del agua en sus resultados basándose en las variables de lavado de espejos. Para estas variables se han tomado los valores por defecto.

Water usage per wash ( $L/m^2$ ): La cantidad de agua necesaria para lavar los espejos periódicamente es de  $0.7 L/m^2$ .

Washes per year: El número de lavados estimados en un año es de 63.

### **Plan Heat Capacity**

En este apartado se determina la inercia térmica debido a la masa de las tuberías de frío y calor, a las tuberías de los SCA, juntas, aislamiento, y otros componentes cuyas temperaturas aumentan y disminuyen con la temperatura del HTF. La inercia térmica puede definirse como la capacidad que tiene un cuerpo de mantener la energía térmica recibida y liberarla poco a poco. Ésta depende de la masa del cuerpo, de su densidad y de su calor específico. (24)

Hot piping thermal inertia ( $kWht/K-MWt$ ): Energía térmica que se necesita para aumentar un grado Celsius la temperatura del lado caliente. Se tiene en cuenta para los cálculos de volumen de HTF y su valor es de  $0,2 kWht/K-MWt$ .

Cold piping thermal inertia ( $kWht/K-MWt$ ): Energía térmica que se necesita para aumentar un grado Celsius la temperatura del lado frío. Se tiene en cuenta para los cálculos de volumen de HTF y su valor es de  $0,2 kWht/K-MWt$ .

Field loop piping thermal inertia ( $Wht/K-m$ ): Cantidad de energía térmica por metro de longitud de SCA necesaria para aumentar un grado Kelvin la temperatura de tuberías, juntas, aislamiento, y otros componentes del SCA. Su valor por defecto es  $4,5 Wht/K-m$ .

### **Land Area**

Las variables de entrada de este apartado determinan el área total en acres que se necesitan para estimar los costes en \$/acre. Por lo tanto, son variables para el modelo financiero que no afectan a los cálculos energéticos.

**Solar Field Land Area (acres):** Área actual convertida de metros cuadrados a acres.

*Solar Field Area (acres)= Área actual (m<sup>2</sup>)\*Espacio entre filas (m)/ Máxima anchura de SCA (m)\*0,0002471 (acres/m<sup>2</sup>)*

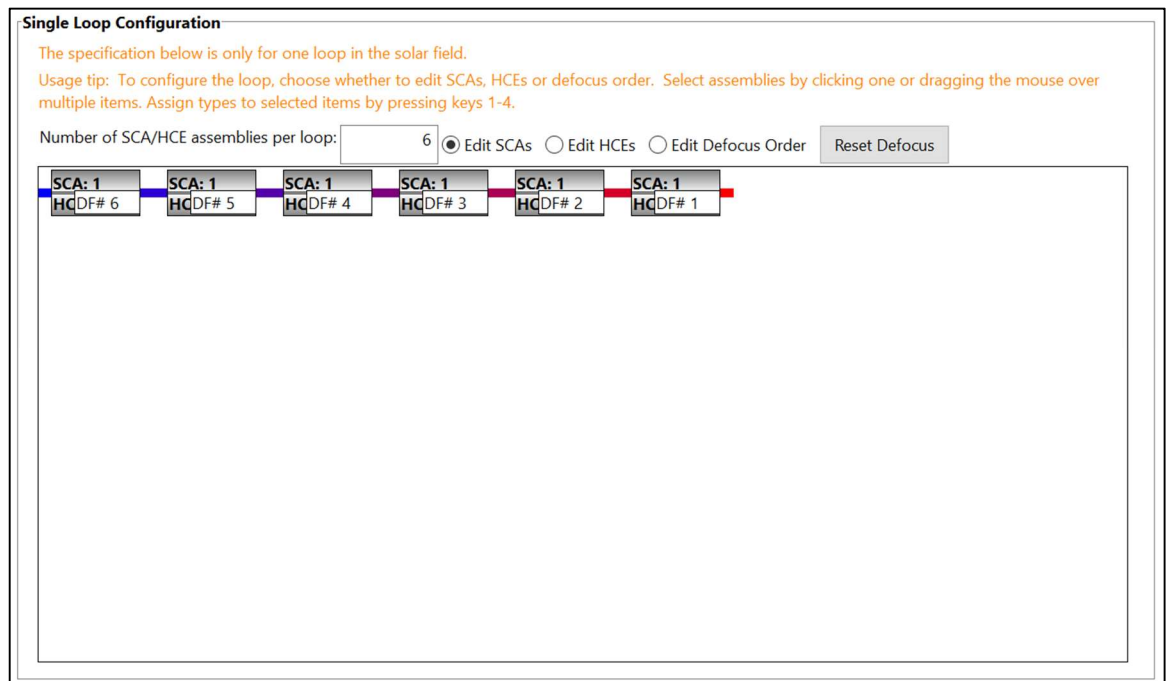
El resultado es 281 acres.

**Non-Solar Field Land Area Multiplier:** Con un factor de 1,4 se puede calcular el área total necesaria para la planta. Si este factor fuera 1, el área total sería igual que el área del campo solar.

**Total Land Area (acres):** Teniendo en cuenta los dos valores anteriores, el área total de la planta es de 394 acres.

### **Single Loop Configuration**

En este apartado se especifica la configuración para un único lazo de colectores. Para ello se puede elegir editar los SCA, los HCE o bien programar el desenfoque de los colectores.



**Single Loop Configuration**

The specification below is only for one loop in the solar field.

Usage tip: To configure the loop, choose whether to edit SCAs, HCEs or defocus order. Select assemblies by clicking one or dragging the mouse over multiple items. Assign types to selected items by pressing keys 1-4.

Number of SCA/HCE assemblies per loop:  ☒ Edit SCAs ☐ Edit HCEs ☐ Edit Defocus Order

SCA: 1 HCDF# 6 SCA: 1 HCDF# 5 SCA: 1 HCDF# 4 SCA: 1 HCDF# 3 SCA: 1 HCDF# 2 SCA: 1 HCDF# 1

Figura 19 Configuración de un lazo de colectores (16)

Para esta planta se eligen 6 SCAs por lazo, todos ellos iguales y con las mismas características (SCA: 1). En la Figura 19 se observa cómo el HTF entra en el lazo por la

izquierda (lado frío en color azul) y se va calentando conforme avanza por los colectores (lado caliente en color rojo). SAM permite elegir distintos tipos de SCA y HCE para un mismo lazo, pero para este proyecto se consideran todos iguales.

En la pestaña *Edit Defocus Order* se puede definir el desenfoque de los colectores, necesario durante aquellas horas en la que el campo solar entrega más energía térmica de la requerida por el ciclo de potencia o por el sistema de almacenamiento. Para ello, el sistema de seguimiento del colector ajustaría su ángulo para reducir la cantidad de energía absorbida.

Para ello se dispone de tres opciones:

- Opción 1: Sin desenfoque parcial, es decir, los colectores están o bien orientados hacia el sol, o bien en posición de reposo.
- Opción 2: Desenfoque parcial secuenciado. Con esta opción se permite elegir el orden en el que los colectores varían su ángulo de seguimiento.
- Opción 3: Desenfoque parcial simultáneo, con el que todos los colectores varían el mismo ángulo de seguimiento al mismo tiempo. Esta opción ya ha sido elegida en el apartado *Campo Solar*.

#### 4.3.3. Colectores (SCAs)

Un colector (SCA, por sus siglas en inglés *Solar Collector Assembly*) es el componente del campo solar formado por espejos, estructura de soporte y tubos receptores. Cada SCA va rotando y realiza el seguimiento del sol durante las horas de funcionamiento.

En este apartado se pueden seleccionar hasta cuatro tipos diferentes de colectores para configurarlos después en cada lazo. Como se ha mencionado anteriormente en *Single Loop Configuration*, todos los colectores son de tipo 1, es decir, el único modelo seleccionado es el EuroTrough ET150.

**Collector Library**

Search for: 
Name

Name	Reflective apert...	Aperture width ...	Length of collec...	Number of mo...
EuroTrough ET150	817.5	5.75	150	12
Luz LS-2	235	5	49	6
Luz LS-3	545	5.75	100	12
Solargenix SGX-1	470.3	5	100	12

Collector types in loop configuration
Cold - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - Hot

**Collector Type 1**

Collector name from library
EuroTrough ET150
Apply Values from Library

**Collector Geometry**

Reflective aperture area	817.5 m <sup>2</sup>	Number of modules per assembly	12
Aperture width, total structure	5.75 m	Average surface-to-focus path length	2.11 m
Length of collector assembly	150 m	Piping distance between assemblies	1 m

**Optical Parameters**

Incidence angle modifier coefficients	Edit data...	Geometry effects	0.98
Tracking error	0.99	Mirror reflectance	0.935
General optical error	0.99	Dirt on mirror	0.97

**Optical Calculations**

Length of single module	12.5 m	End loss at summer solstice	0.999708
IAM at summer solstice	1.00192	Optical efficiency at design	0.871124

Figura 20 Selección del tipo de colector (16)

### Collector Library

Para el modelo físico escogido SAM ofrece una serie de colectores comerciales con sus parámetros más relevantes. En el cuadro *Collector types in loop configuration* se muestra el número que identifica a cada tipo de colector, y como se ve en la Figura 20, los 6 SCAs de un lazo son de Tipo 1 (EuroTrough ET 150).

### Collector Geometry

**Reflective apertura area (m<sup>2</sup>):** El área total reflectiva de un único colector es de 817,5 m<sup>2</sup>. Se usa para calcular el área de un lazo y el número de lazos requeridos para el campo solar, ambos definidos en la ventana *Campo Solar*.

**Aperture width, total structure (m):** El ancho del colector, incluyendo área reflectiva y no reflectiva, es de 5,75m y se utiliza para calcular los efectos de sombras entre una fila y otra.

**Length of collector assembly (m):** La longitud de cada conjunto de colectores es de 150m.

**Number of modules per assembly:** Por cada colector hay un total de 12 módulos (Receptores).

Average surface-to-focus path length (m): Este parámetro indica la distancia entre la superficie del colector y el centro de la parábola, y su valor es de 2,11m.

Piping distance between assemblies (m): La longitud de las tuberías que conectan los colectores en una única fila es de 1m.

### **Optical Parameters**

Incidence angle modifier coefficients: Hace referencia a los coeficientes para una ecuación polinómica que define la ecuación modificadora del ángulo de incidencia. Esta ecuación refleja la disminución del rendimiento de los colectores cuando el ángulo de incidencia solar aumenta. Estos coeficientes forman parte de la base de datos de SAM.

Tracking error: Se ha considerado un factor de 0,99 para tener en cuenta la reducción de la radiación absorbida en los colectores debido a errores en el sensor de seguimiento, y por tanto, a un mal alineamiento del colector con el sol.

Geometry effects: En este caso también se ha tomado un valor de 0,99 para tener en cuenta los errores en la geometría causados por espejos desalineados, distorsión en el contorno de los espejos causada por el soporte estructural, errores en la forma de los espejos comparados con una parábola ideal, o receptores desalineados.

Mirror reflectance: Este parámetro es la fracción de la radiación solar incidente reflejada en un ángulo dado entre la dirección de la reflexión especular. Su valor es 0,935.

Dirt on mirror: El factor que tiene en cuenta la reducción de radiación absorbida debido a la suciedad en la superficie de los espejos es 0,97.

General optical error: Para tener en cuenta errores ópticos generales o errores que no han sido considerados hasta ahora se supone un factor de 0,99.

### **Optical Calculations**

Todos estos parámetros son utilizados por el programa para hacer los cálculos ópticos necesarios y los resultados son:

Length of single module:

$$\frac{\text{Longitud del conjunto de colectores}}{\text{Número de módulos por conjunto}} = 12,5m$$

Incidence angle modifier at summer solstice: El valor obtenido es de 1,00192 pero solo se aporta como referencia, no se utiliza en los cálculos de eficiencia.

End loss at summer solstice: El factor de las pérdidas ópticas en el mediodía del solsticio de verano 0,999708, pero al igual que el parámetro anterior sólo se proporciona para tener una referencia y no se usa en los cálculos de diseño.

Optical efficiency at design: Indica la eficiencia óptica del colector bajo las condiciones de diseño. Se calcula multiplicando todos los errores anteriormente explicados y el valor obtenido es de 0,871124.

#### 4.3.4. Receptores (HCEs)

Un receptor (HCE, por sus siglas en inglés heat collection element) es un tubo de metal rodeado de otro tubo de vidrio. Entre ambos se realiza el vacío para reducir así las pérdidas de calor por convección. Normalmente el vidrio se recubre con un material anti-reflectivo para maximizar la cantidad de radiación solar que entra en el tubo.

Al igual que con los colectores, el programa permite elegir distintos tipos de receptores para configurarlos en cada lazo. En este caso, el modelo elegido es el Schott PTR70 y sus características geométricas son las siguientes:

Tabla 2 Geometría del tubo receptor (16)

<b>Diámetro interno del tubo absorbedor</b>	0,066m
<b>Diámetro externo del tubo absorbedor</b>	0,07m
<b>Diámetro interno de la cubierta de vidrio</b>	0,115m
<b>Diámetro externo de la cubierta de vidrio</b>	0,12m
<b>Rugosidad de la superficie interna del tubo absorbedor</b>	$4,5 \cdot 10^{-5}$
<b>Material del tubo absorbedor</b>	Acero Inoxidable 304L

#### Parameters and Variations

Para cada tipo de receptor seleccionado, se pueden elegir hasta cuatro variaciones que describen las diferentes condiciones del tubo. Esto es útil para definir un campo solar con unos receptores en buenas condiciones y otros por ejemplo, con daños en la cubierta de vidrio.

Variant weighting fraction: La fracción de tubos receptores que se corresponden con las condiciones elegidas. En caso se ha elegido un valor de 1, por lo que todos los receptores se consideran con idénticas condiciones.

Las propiedades de los receptores de muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3 Propiedades del tubo receptor (16)

<b>Absortancia del tubo absorbedor</b>	0,96
<b>Emitancia del tubo absorbedor</b>	SAM usa una tabla con un valor para cada temperatura

Absortancia de la cubierta de vidrio	0,02
Emitancia de la cubierta de vidrio	0,86
Transmitancia de la cubierta de vidrio	0,963
Cubierta de vidrio rota	No se aplica, se han considerado todas en buen estado
Tipo de gas	Hidrógeno
Presión del gas	0,0133 Pa
Pérdida de calor estimada (*)	190 W/m
Efectos de las sombras	0,96
Suciedad en el tubo receptor	0,98

(\*)Las pérdidas de calor estimadas de un receptor bajo condiciones de diseño. SAM utiliza este valor para calcular el área del campo solar requerida en la ventana *Campo Solar*, pero no se usa en los cálculos de la simulación.

### Total Weighted Losses

Estos cálculos proporcionados por SAM son utilizados para dimensionar el campo solar y estimar sus pérdidas de calor en el punto de diseño, pero no se usan en las simulaciones horarias.

Parameters and Variations

	Variation 1	Variation 2	Variation 3	Variation 4*
Variant weighting fraction*	1	0	0	0
<b>Absorber Parameters:</b>				
Absorber absorptance	0.96	0.96	0.8	0
Absorber emittance	Table...	Table...	Table...	Table...
<b>Envelope Parameters:</b>				
Envelope absorptance	0.02	0.02	0	0
Envelope emittance	0.86	0.86	1	0
Envelope transmittance	0.963	0.963	1	0
	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input checked="" type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass
<b>Gas Parameters:</b>				
Annulus gas type	Hydrogen	Air	Air	Hydrogen
Annulus pressure (torr)	0.0001	750	750	0
<b>Heat Loss at Design:</b>				
Estimated avg. heat loss (W/m)	190	1100	1500	0
<b>Optical Effects:</b>				
Bellows shadowing	0.96	0.96	0.96	0.963
Dirt on receiver	0.98	0.98	1	0.98
* The variant weighting fractions and Variation 4 inputs are not part of the library.				
<b>Total Weighted Losses</b>				
Heat loss at design	190 W/m			
Optical derate	0.869751			

Figura 21 Variables de entrada de los tubos receptores (16)

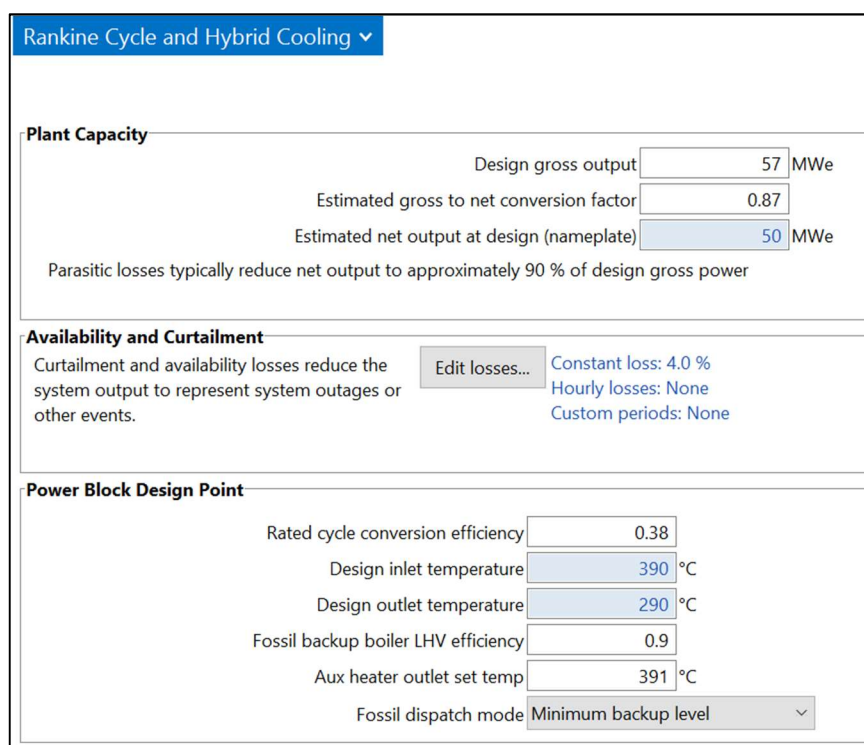
Heat loss at design: Se refiere a las pérdidas térmicas totales esperadas de cada receptor, teniendo en cuenta las propiedades elegidas. Como la fracción es igual a 1, las

demás ponderaciones son 0 y estas pérdidas coinciden con los 190 W/m estimados anteriormente.

**Optical derate:** Representa las pérdidas ópticas totales de cada receptor bajo las condiciones de diseño, y, al igual que las pérdidas de calor, se utiliza para calcular la eficiencia óptica de cada lazo y el área de apertura del campo solar mostrados en la ventana *Campo Solar*. El valor de este factor es de 0,8697.

#### 4.3.5. Ciclo de Potencia

En este apartado se configura un bloque de potencia que convierte la energía térmica entregada por el campo solar y por el sistema de almacenamiento en energía eléctrica, usando para ello un ciclo de potencia *Rankine*. SAM permite seleccionar un ciclo de potencia ya definido, pero en este caso se elige la opción de introducir los parámetros correspondientes.



Rankine Cycle and Hybrid Cooling ▾

**Plant Capacity**

Design gross output  MWe

Estimated gross to net conversion factor

Estimated net output at design (nameplate)  MWe

Parasitic losses typically reduce net output to approximately 90 % of design gross power

**Availability and Curtailment**

Curtailment and availability losses reduce the system output to represent system outages or other events. [Edit losses...](#) Constant loss: 4.0 %  
Hourly losses: None  
Custom periods: None

**Power Block Design Point**

Rated cycle conversion efficiency

Design inlet temperature  °C

Design outlet temperature  °C

Fossil backup boiler LHV efficiency

Aux heater outlet set temp  °C

Fossil dispatch mode

Figura 22 Parámetros principales del ciclo de potencia (16)

#### **Plant Capacity**

**Design gross output (MWe):** La potencia de salida bruta, sin tener en cuenta las pérdidas debidas al consumo de la planta, es de 57MWe. Este parámetro es el utilizado para dimensionar los componentes del sistema, como el área del campo solar cuando se utiliza la opción del múltiplo solar.



Estimated gross to net conversion factor: Este factor de conversión es el ratio entre la energía eléctrica entregada a la red y la potencia bruta del ciclo, por lo que se ha estimado un factor de 0,87.

Estimated net output design (MWe): La potencia neta de salida es de 50 MWe y se calcula como:

$$\text{Potencia de salida neta (MWe)} = \text{Potencia de salida bruta (MWe)} * \text{Factor de conversión}$$

### **Availability and Curtailment**

Este apartado de restricciones y disponibilidad de la planta permite ajustar la energía generada por el sistema en función de las posibles pérdidas ocasionadas por paradas puntuales de la planta. Estas paradas pueden deberse por ejemplo a actividades de mantenimiento.

El programa permite configurar estas pérdidas hora a hora todos los días, o bien para un período concreto de tiempo. Para esta planta en cambio, se han elegido unas pérdidas del 4% constantes, es decir, la producción total anual se reduciría el valor proporcional a ese porcentaje.

### **Power Block Design Point**

El punto de diseño del ciclo de potencia se define con los siguientes parámetros:

Rated cycle conversion efficiency: El rendimiento de conversión de energía térmica a eléctrica se ha fijado en un 38%.

Design inlet temperature (°C): La temperatura del HTF a la entrada del ciclo de potencia se fija con el mismo valor que tiene el fluido a la salida del campo de colectores, por lo que es 390°C.

Design outlet temperature (°C): Del mismo modo, la temperatura de salida del ciclo de potencia es la misma que la temperatura del HTF a la entrada del campo solar, es decir, 290°C.

*Fossil backup boiler LHV efficiency* (determina la cantidad de fuel utilizado por la caldera), *Aux heater outlet set temperature* (indica la temperatura de los calentadores auxiliares de la caldera) y *Fossil Dispatch Mode* (para configurar el funcionamiento de la caldera) son parámetros que, aunque aparezcan con valores en la ventana de SAM, no son tenidos en cuenta por el programa en ningún cálculo, ya que, como se explicará más adelante, no se ha considerado incluir ninguna caldera para calentar el HTF antes del ciclo de potencia.

### **Plant Control**

Con los parámetros de este apartado se configura el punto de operación de la planta:

Low resource standby period (hr): Es el máximo número de horas en las que la planta puede estar en período de espera, es decir, en los momentos en los que hay escaso flujo procedente de la fuente de calor debido a un bajo recurso térmico, el bloque de potencia entra en modo de espera, con el que el reinicio es mucho más rápido. Esta opción es sólo posible en sistemas con almacenamiento térmico y se ha elegido 2 horas como máximo para el período *standby*.

Fraction of thermal power needed for standby: La fracción de la energía térmica de diseño del bloque de potencia necesaria para dejar la planta en modo de espera es 0,2. Esta energía no es convertida en energía eléctrica y procede del almacenamiento.

Power block startup time (hr): Son las horas en las que el sistema consume energía durante su puesta en marcha antes de empezar a producir electricidad. El valor por defecto es 0,5 horas.

Fraction of thermal power needed for startup: La fracción de la energía térmica de diseño de la turbina necesaria para iniciar la planta es 0,2. Esta energía térmica tampoco es convertida en eléctrica.

Minimum required startup temperature (°C): Temperatura a partir de la cual el HTF comienza a intercambiar calor. Normalmente este valor es próximo a la temperatura del HTF a la salida del bloque de potencia por lo que se han considerado 300°C.

Max turbine over design operation: Máximo valor con el que la turbina puede generar electricidad expresado como fracción de la potencia eléctrica de diseño. Como se pretende llegar a los 50 MWe, esta fracción es 1.

Min turbine operation: La fracción mínima por debajo de la cual el ciclo no genera electricidad es 0,25. En los sistemas con almacenamiento, cuando la fracción es menor a este valor, la energía del campo solar se acumula en los tanques antes de desenfocar los colectores.

### **Rankine Cycle Parameters**

Boiler operating pressure (bar): La presión del generador de vapor se ha fijado en 85 bares. Se utiliza para calcular la temperatura de saturación del vapor en el generador.

Steam cycle blowdown fraction: La fracción de vapor extraído y reemplazado por agua limpia (purgado) se considera 0,02.

Condenser type: Esta opción permite elegir entre un condensador refrigerado por agua o por aire. En este caso se ha elegido uno refrigerado por agua (*Evaporative*).

Ambient temperature at design (°C): Temperatura ambiente a la cual el ciclo opera en el punto de diseño. Para condensadores refrigerados por agua este valor coincide con la temperatura de bulbo húmedo, y para la ciudad de Sevilla se ha considerado 22°C. (25)

Ref Condenser Water dt (°C): El aumento de temperatura del agua a través del condensador es de 10 °C y se utiliza para calcular el flujo de agua de refrigeración necesario y la temperatura de condensación del vapor.

Plant Control	
Low resource standby period	2 hrs
Fraction of thermal power needed for standby	0.2
Power block startup time	0.5 hr
Fraction of thermal power needed for startup	0.2
Minimum required startup temp	300 °C
Max turbine over design operation	1
Min turbine operation	0.25

Rankine Cycle Parameters		Hybrid Dispatch	
Boiler operating pressure	85 Bar	Period 1:	0
Steam cycle blowdown fraction	0.02	Period 2:	0
Turbine inlet pressure control	Fixed pressure	Period 3:	0
Condenser type	Evaporative	Period 4:	0
Ambient temperature at design	22 °C	Period 5:	0
ITD at design point	16 °C	Period 6:	0
Reference condenser water dT	10 °C	Period 7:	0
Approach temperature	5 °C	Period 8:	0
Condenser pressure ratio	1.0028	Period 9:	0
Min condenser pressure	1.25 inHg		
Cooling system part load levels	8		

Figura 23 Punto de operación de la planta y del Ciclo Rankine (16)

Approach temperature (°C): Diferencia de temperatura entre el agua a la entrada del condensador y la temperatura de bulbo húmedo. El valor por defecto es 5°C.

Min condenser pressure: La presión mínima a la que trabaja el condensador, ya que, por debajo de. Para el tipo elegido, el valor por defecto es de 1,25inHg.

Cooling system part load levels: Los niveles carga permiten definir cómo funciona el condensador en condiciones de carga parcial (sin plena carga). Un valor de 8 quiere decir que puede funcionar al 100%, 87.5%, 75.5%, 62.5%, 50%, 37.5%, 25%, 12.5%.

#### 4.3.6. Almacenamiento térmico

Este sistema permite almacenar el calor del campo solar en un fluido para poder utilizarlo en períodos de escaso o nulo recurso solar, lo que hace posible el funcionamiento de este tipo de plantas solares en localizaciones en las que la mayor demanda de electricidad se produce por la noche.

En este caso, se trata de un sistema de almacenamiento indirecto, ya que, el fluido utilizado es distinto al HTF. El calor se transfiere del HTF del campo solar al fluido de almacenamiento a partir de unos intercambiadores de calor. Este sistema está formado por dos tanques de almacenamiento y bombas que hacen circular el fluido. En cuanto a los tanques, hay uno caliente que es el que almacena el calor procedente del campo solar, y otro frío, que almacena el fluido enfriado una vez el bloque de potencia ha extraído su energía.

Storage System	
Full load hours of TES	4 hr
Storage volume	7951.7 m <sup>3</sup>
TES Thermal capacity	600 MWht
Parallel tank pairs	1
Tank height	21 m
Tank fluid min height	1 m
Tank diameter	21.9571 m
Min fluid volume	378.653 m <sup>3</sup>
Tank loss coeff	0.4 W/m <sup>2</sup> -K
Estimated heat loss	0.233887 MWt
Cold tank heater set point	250 °C
Hot tank heater set point	370 °C
Tank heater capacity	25 MWht
Tank heater efficiency	0.98
Hot side HX approach temp	5 °C
Cold side HX approach temp	5 °C
Thermal storage exergetic efficiency	0.966
Initial TES fluid temp	300 °C
Storage HTF fluid	Hitec Solar Salt
User-defined HTF fluid	Edit...
Storage HTF min operating temp	238 °C
Storage HTF max operating temp	593 °C
Fluid temperature	340 °C
TES fluid density	1873.76 kg/m <sup>3</sup>
TES specific heat	1.50148 kJ/kg-K

Figura 24 Variables del Sistema de Almacenamiento (16)

A continuación se detallan las principales variables de entrada para configurar el almacenamiento de la planta estudiada:

**Full Load Hours of TES (Thermal Energy Storage):** Se han elegido 4 horas de capacidad de almacenamiento térmico para esta planta.

**Storage volumen (m<sup>3</sup>):** SAM calcula el volumen total del fluido de almacenamiento basándose en las 4 horas de almacenamiento a plena carga y en las condiciones de diseño de la turbina. De esta forma, el resultado es 7951,7 m<sup>3</sup>.

$$V = \frac{C * 10^6 * 3600}{\rho_{sales} * C_{sales} * 1000 * \eta_{sales} * (T_{campo\ solar,out} - T_{campo\ solar,in})}$$

**TES Thermal capacity (MWht) (C):** El programa calcula también la capacidad térmica de los tanques de almacenamiento. Asumiendo que el sistema está completamente cargado se obtienen 600 MWht.

$$C = \frac{\dot{W}_{diseño,bruta}}{\eta_{bloque\ de\ potencia}} * Hr_{almacenamiento}$$

**Tank height (m) (h<sub>tanque</sub>):** Se ha considerado una altura de 21m para los dos tanques.

Tank fluid min height (m) ( $h_{tanque,min}$ ): La altura mínima permitida de sales en los tanques de almacenamiento es de 1m.

Tank diameter (m): Asumiendo que los dos tanques tienen las mismas dimensiones, el diámetro del tanque es 21,9571m.

$$D_{tanque} = 2 * \sqrt{\frac{V}{h_{tanque} * \pi * N}}$$

Siendo N el número de pares de tanques, en este caso N=1.

Min Fluid Volume ( $m^3$ ): El volumen mínimo de fluido, correspondiente a la altura mínima ya especificada, es 378,653m<sup>3</sup>.

$$V_{min} = V * \frac{h_{tanque,min}}{h_{tanque}}$$

Tank loss coefficient ( $W/m^2K$ ) ( $C_{tanque}$ ): Se estima un coeficiente de pérdidas térmicas en los tanques de 0,4 W/m<sup>2</sup>K.

Estimated heat loss (MWt): Las pérdidas de calor estimadas en los tanques son 0,2338 MWt. Para hacer este cálculo se asume que los tanques están cargados al 50% para que las sales estén igualmente distribuidas entre los dos tanques. La temperatura del tanque caliente es igual a la de la salida del campo solar (390°C) y la temperatura del tanque frío es igual a la de entrada al campo solar (290°C).

$$Pérdidas = (h_{tanque} * \pi * D_{tanque} + \pi * \frac{D_{tanque}^2}{2}) * N * (T_{sales,media} - 20) * C_{tanque}$$

Cold and Hot tank heater set point (°C): Es la temperatura mínima permitida de las sales en los tanques. Si la temperatura de la sal cae por debajo de este valor, los calentadores eléctricos aportan calor al tanque para aumentar la temperatura por encima del *set point*. Para el tanque frío este valor es 250°C y para el caliente 370°C, ya que, la temperatura óptima de trabajo estaría 10°C por encima de estos valores para ambos tanques.

Tank heater capacity (MWt): La máxima cantidad de calor que los calentadores eléctricos pueden suministrar al fluido de almacenamiento en los tanques es 25 MWht.

Tank heater efficiency: Se ha supuesto que el rendimiento eléctrico-térmico de estos calentadores es de 0,98.

Hot side HX approach temp (°C): Para los sistemas con intercambiador de calor, la diferencia de temperatura del lado caliente entre el fluido del campo solar y las sales del sistema de almacenamiento es de 5°C.

Durante el proceso de carga, se produce el intercambio de calor entre la entrada (temperatura de salida del campo solar) y la salida (temperatura de entrada al tanque caliente) del intercambiador, almacenándose así el calor en el tanque de sales caliente.

En el proceso de descarga en cambio, son las sales calientes las que aportan calor al aceite térmico para producir vapor en la turbina. De este modo, el proceso ahora sería al revés, es decir, la diferencia entre la entrada al intercambiador (temperatura del tanque caliente) y la salida (temperatura de entrada al ciclo de potencia).

Cold side HX approach temp (°C): En este caso SAM calcula la diferencia de temperatura en el lado frío del intercambiador entre el HTF y las sales del tanque. Al igual que el parámetro anterior son 5°C.

Durante el proceso de carga es la temperatura de salida del tanque frío menos la temperatura fría del intercambiador. Durante la descarga, este valor se obtiene restando la temperatura fría del intercambiador menos la temperatura de entrada al tanque frío.

Thermal storage exergetic efficiency ( $\eta_{sales}$ ): Es un valor calculado por SAM que indica el descenso de temperatura causado por las diferencias de temperatura en el intercambiador. Su valor es 0,966 por lo que se puede considerar correcto, ya que, si este valor fuera igual a 1, estaría indicando que el HTF y el fluido de almacenamiento es el mismo pero en esta planta no es así.

Initial TES fluid temp (°C): Se ha asumido una temperatura de 300°C para las sales de almacenamiento en el inicio de la simulación.

Storage HTF fluid: La sal utilizada como fluido de almacenamiento es *Hitec Solar Salt*. Como se ha explicado anteriormente, al ser un fluido distinto al HTF del campo solar, se necesita un intercambiador de calor que permita almacenar el calor procedente del campo solar cuando la radiación sea la suficiente para producir la carga máxima de la turbina.

Storage HTF min operating temp (°C): La temperatura mínima de operación de las sales recomendada por el fabricante es 238°C.

En algunos casos, la temperatura mínima de operación puede ser la misma que el punto de congelación. Sin embargo, en el punto de congelación el fluido es mucho más viscoso que en el punto de diseño, por lo que este valor sería ligeramente superior al punto de congelación al considerarse el punto mínimo óptimo para su funcionamiento.

Storage HTF max operating temp (°C): En este caso, la temperatura máxima de operación recomendada por el fabricante es 593°C. Temperaturas por encima de este valor pueden degradar las sales.

Aunque en la ventana de diseño del almacenamiento térmico aparezcan estos límites de temperatura, SAM sólo los muestra como valores de referencia para el usuario pero no ajusta el rendimiento de la planta para evitar sobrepasar estos límites. Por ello es

importante asegurarse, una vez se ha simulado la planta, que las temperaturas de la sal en los tanques estén dentro de los límites permitidos.

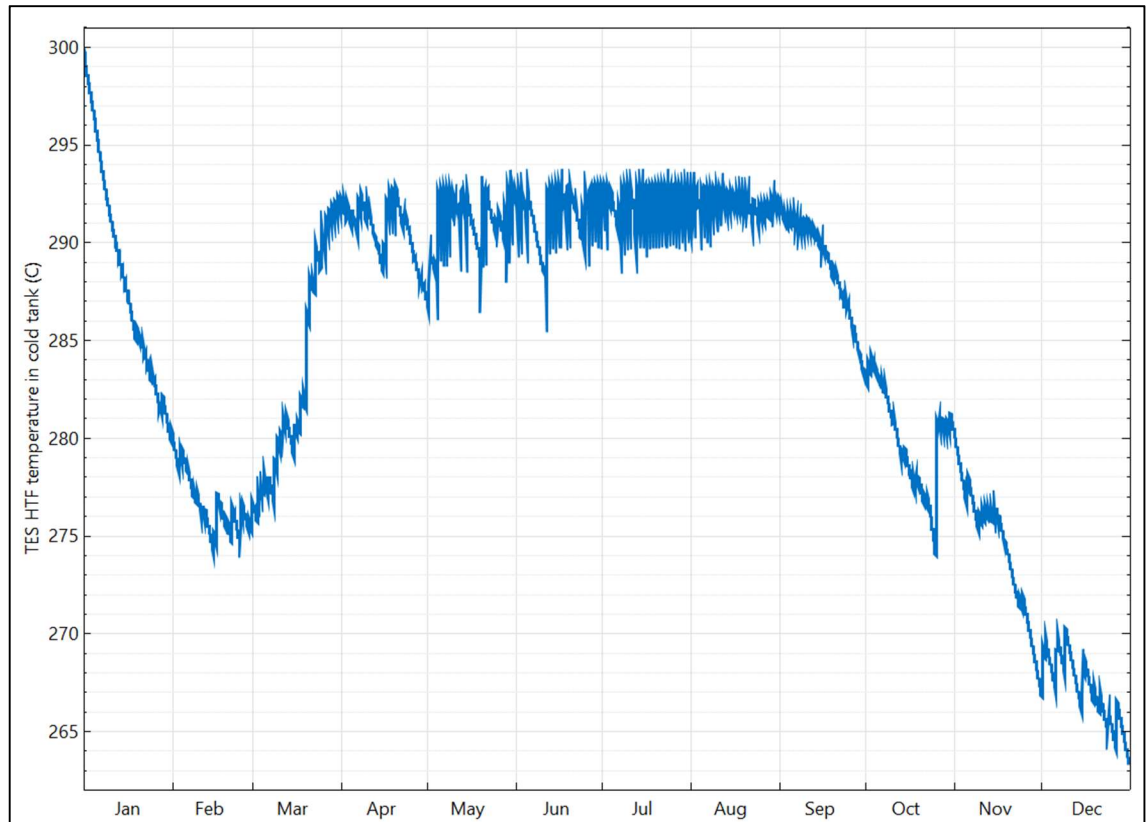


Figura 25 Temperatura de la sal en el Tanque Frío (16)

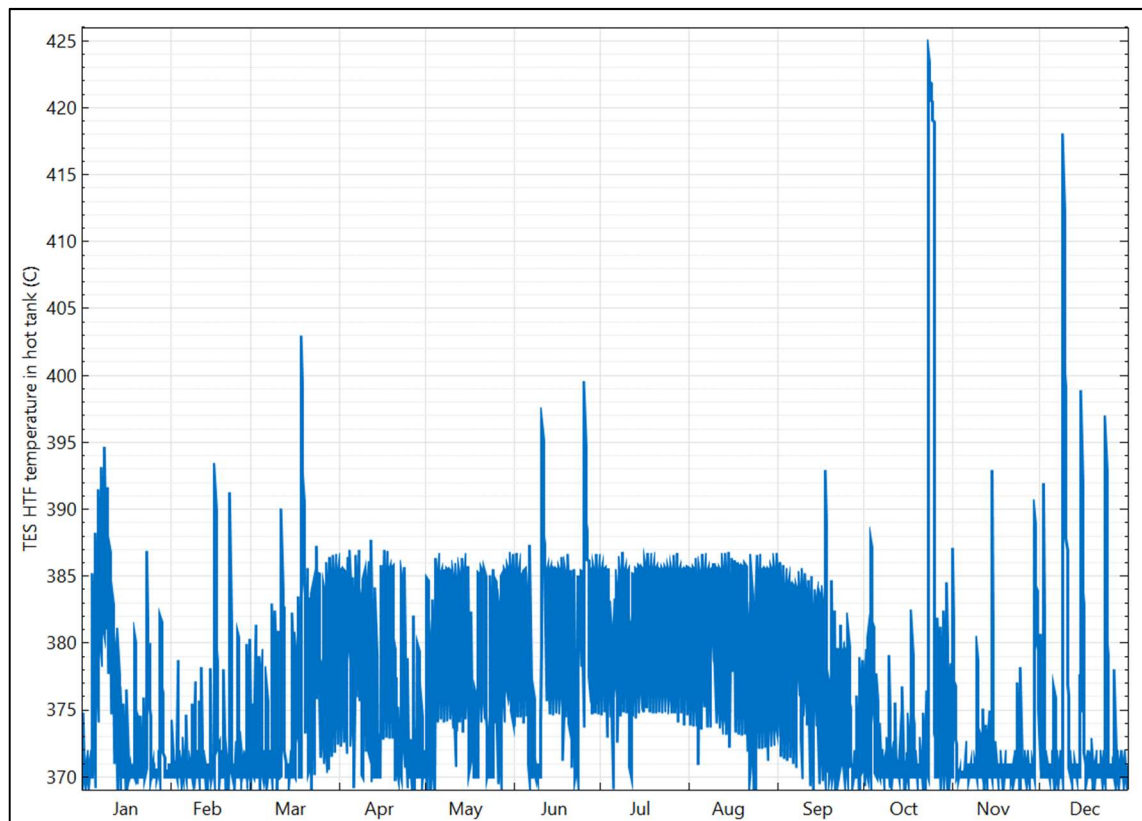


Figura 26 Temperatura de la sal en el Tanque Caliente (16)

Como se observa en la figura 25, la temperatura mínima de la sal en el tanque frío es 263°C, por encima del punto mínimo considerado por el fabricante (238°C). Además, gráficamente se ve cómo en los meses de verano y primavera esta temperatura es mucho más alta, produciéndose una caída en otoño e invierno debido a la cantidad de recurso disponible, pues en los meses con mayor radiación hay menor necesidad del calor de almacenamiento. El pico inicial de 300°C se debe a que la simulación se inicia en ese punto, como ya se ha indicado anteriormente (*Initial TES fluid temp*).

En la figura 26 también está claro que en ningún momento se excede el límite permitido (593°C) al ser el mayor valor 425°C. Se observa un pico diferenciado entre los días 23-25 de Octubre debido a altos valores de radiación y días claros, por lo que al no ser necesario el almacenamiento, el calor se va acumulando en el tanque caliente y va incrementando su temperatura.

Fluid temperature (°C): Temperatura de la sal a la cual son evaluadas sus propiedades. Su valor es 340°C y se calcula como:

$$T_{sales,media} = \frac{T_{camp \text{ solar,out}} + T_{campo \text{ solar,in}}}{2}$$

Con esta temperatura, la densidad de la sal ( $\rho_{sales}$ ) es 1873,76 kg/m<sup>3</sup> y su calor específico ( $C_{sales}$ ) 1,50148 kJ/kg-K.



### **Thermal Storage Dispatch Control**

En este apartado SAM permite configurar la forma de producción de la planta y los períodos en los que ésta produce. Así, es posible modificar el funcionamiento del almacenamiento, de la turbina o de una caldera auxiliar.

En cuanto al almacenamiento, se puede fijar la fracción de la máxima cantidad de almacenamiento indicando el mínimo nivel de carga que el sistema puede descargar mientras haya o no recurso solar disponible. En este caso, como se pretende que el sistema funcione en todos los períodos independientemente del calor almacenado, siempre y cuando éste sea necesario, para este valor se establece una fracción de 0.

La fracción de la turbina también puede configurarse, de tal forma que al fijar un valor de 1 para todos los períodos, la turbina quedaría diseñada para producir la potencia bruta de diseño definida en apartados anteriores. En las horas en la que la energía solar es insuficiente, el ciclo de potencia utiliza esa energía procedente del campo solar y le añade la necesaria del sistema de almacenamiento. Sin embargo, en las horas en las que el recurso solar es superior al necesario, el exceso de energía se almacena en los tanques de sales y la turbina sigue produciendo su potencia de diseño. Cuando los tanques están completamente cargados, los colectores se desenfocan tal y como se ha explicado en apartados anteriores.

Por último, en el diseño de esta planta no se ha incluido una caldera auxiliar, por lo que la fracción de combustible es 0.

### Dispatch Control

	Storage dispatch		Turb. out.	Fossil fill
	w/ solar	w/o solar	fraction	fraction
Period 1:	0	0	1	0
Period 2:	0	0	1	0
Period 3:	0	0	1	0
Period 4:	0	0	1	0
Period 5:	0	0	1	0
Period 6:	0	0	1	0
Period 7:	0	0	1	0
Period 8:	0	0	1	0
Period 9:	0	0	1	0

Storage dispatch fractions apply to the maximum energy storage.

Turbine output and fossil fill fractions apply to the design turbine thermal input.

Use the weekday and schedule matrices to specify the month and hour of day for each of the nine periods.

Copy schedule from TOD Factors page

### Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Feb	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Mar	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Apr	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
May	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Jun	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3
Jul	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3
Aug	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3
Sep	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3
Oct	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Nov	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Dec	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5

### Weekend Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Feb	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mar	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Apr	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
May	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Jun	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Jul	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Aug	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Sep	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Oct	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Nov	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Dec	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Figura 27 Configuración del funcionamiento de la planta (16)

En esta imagen se observa que la fracción seleccionada para la turbina es la misma en todos los períodos, diferenciados en colores, del mismo modo que los valores correspondientes al almacenamiento y a la caldera, siendo todos 0 para tener la configuración deseada.

#### 4.3.7. Consumo parasitario

Es el debido al consumo propio de la planta como pueden ser bombas del HTF y de agua, motores de seguimiento solar... Para cada hora de la simulación, SAM calcula estas pérdidas y las resta a la potencia bruta del ciclo de potencia, dando como resultado la potencia neta.

En el apartado 4.3.5, correspondiente al Ciclo de Potencia, se ha estimado que estas pérdidas suponen el 13% de la potencia bruta de la planta (57MWe) produciendo así los 50 MWe requeridos.

## 5. Simulación

En el apartado anterior se explica detalladamente cada uno de los valores de entrada requeridos por el programa para realizar el diseño y simulación de la planta.

Una vez estos valores han sido simulados, se obtienen una serie de resultados que servirán para analizar el funcionamiento y la producción eléctrica de la central.

### 5.1. Análisis de la producción de energía de la planta.

El estudio del funcionamiento de este tipo de plantas con tanques de almacenamiento capaces de proporcionar energía a la turbina es complicado, ya que, depende de varios factores como la radiación solar disponible, capacidad de los tanques de almacenamiento o demanda energética.

Por eso, debido a la variación de estos factores, conocer la producción anual aproximada sólo es posible si se realizan varias medidas en diferentes períodos de tiempo. Dado que la base de datos de SAM está formada por medidas realizadas a lo largo de varios años, el programa escoge los 12 meses pertenecientes a este período que mejor representan las condiciones de todo el período. Es decir, si los datos que tiene SAM pertenecen a un período comprendido entre 1998-2005, puede utilizar los datos del año 2000 para el mes de Enero, los del 2003 para el mes de Febrero y así sucesivamente, ofreciendo una buena aproximación en sus resultados.

En las siguientes gráficas se muestra un perfil mensual de los datos de radiación solar que han sido utilizados para la realización de los cálculos de la planta. En azul aparece la DNI y en naranja esta misma radiación, una vez se ha aplicado el efecto coseno.

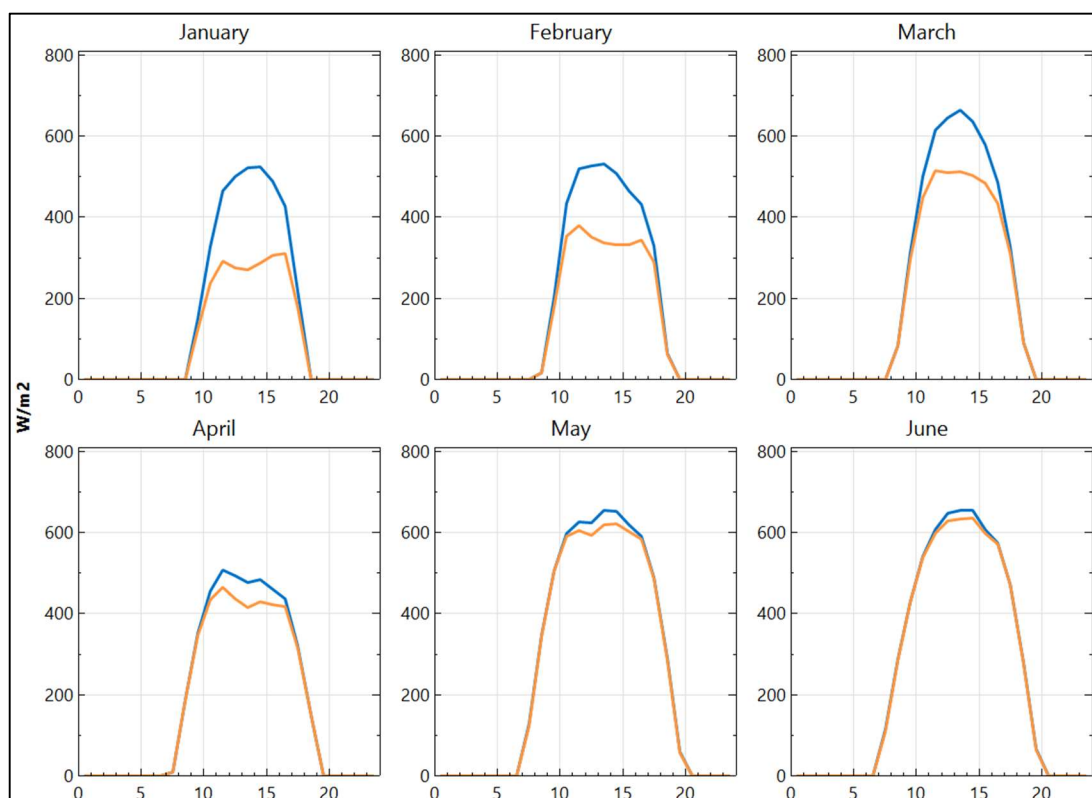


Figura 28 DNI (azul) y DNI con efecto coseno (naranja) (16)

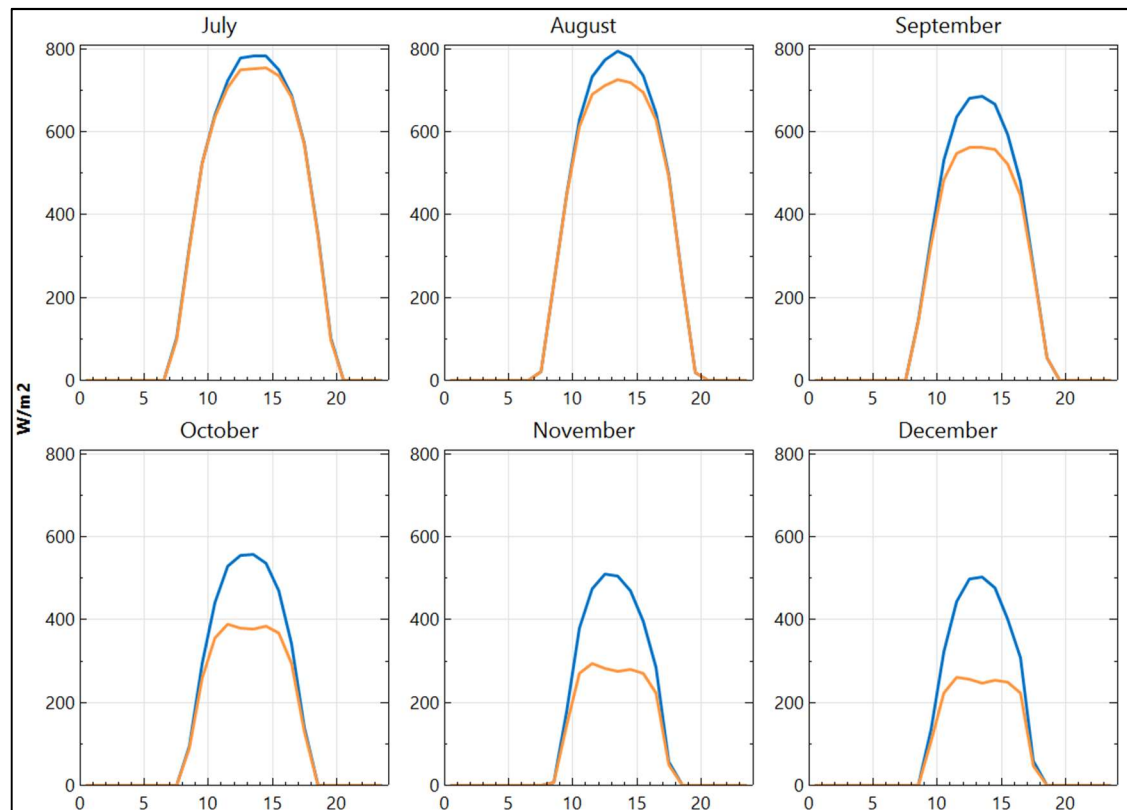


Figura 29 DNI (azul) y DNI con efecto coseno (naranja) (16)

En estas gráficas de radiación queda reflejado como en los meses centrales del verano, Julio y Agosto, la radiación es claramente superior llegando incluso a los  $800 \text{ W/m}^2$ . En los meses de primavera y otoño estos valores están en torno a los  $600\text{-}700 \text{ W/m}^2$  mientras que en los meses de invierno se produce una caída significativa con valores cercanos a los  $500 \text{ W/m}^2$ . En naranja se representa la misma radiación pero después de aplicar el efecto coseno, por lo que ésta se reduce especialmente en los meses de invierno debido a la posición del sol.

En la siguiente imagen se muestra la eficiencia que el llamado efecto coseno tiene en el campo de colectores en todos los meses del año para entender esa reducción de radiación severa en los meses invernales, pues excepto los meses comprendidos entre mayo y junio cuyos valores son cercanos a 1, en el resto de meses cae hasta valores cercanos a 0,6 o incluso inferior.

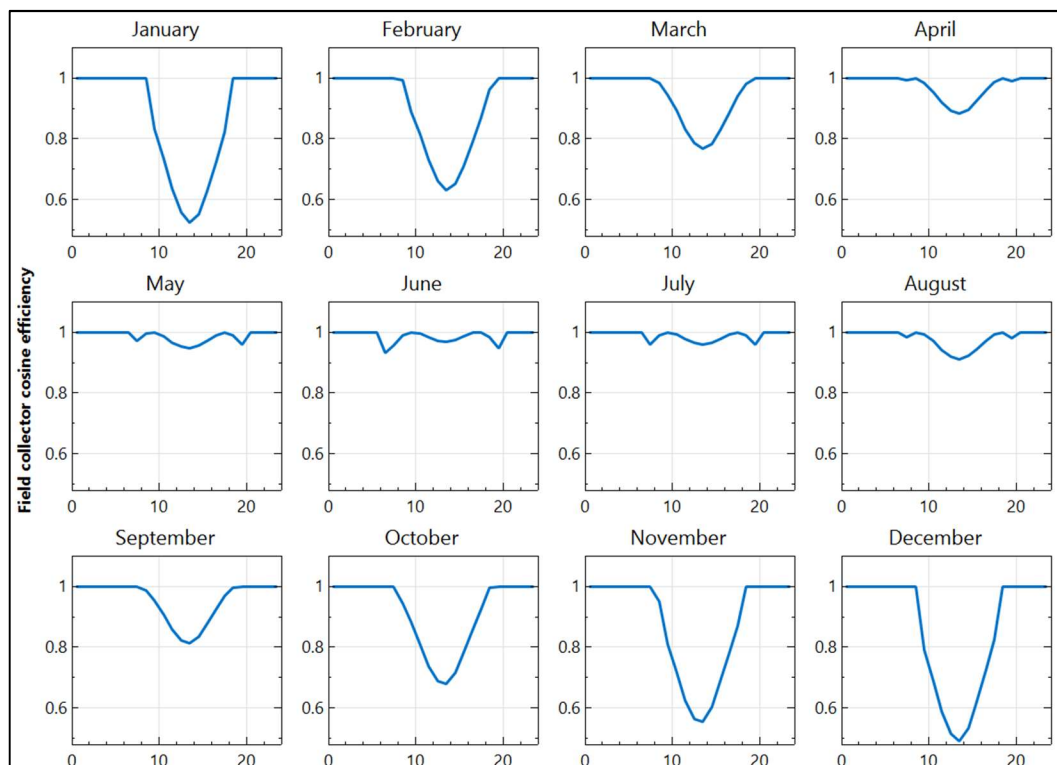


Figura 30 Efecto coseno

Esta diferencia en los valores de radiación será notable principalmente en la producción de la planta, explicado a continuación.

### 5.1.1. Producción horaria

La producción de una central termosolar depende directamente de la cantidad de radiación captada por los colectores. Así, fijándose en las gráficas anteriores, cabe esperar que la mayor producción sea de 9:00h a 18:00h. En verano este intervalo aumenta debido al mayor número de horas de sol.

En las siguientes tablas se muestra la producción neta y bruta de la planta de un día representativo de cada mes. SAM muestra valores horarios para todos los días del año, por lo que se han elegido una serie de días del año para ilustrar esta producción.

Tabla 4 Producción de Energía en días representativos (Bruta)

Hora	Energía Eléctrica Bruta (MWhe)											
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	24,6	27,6	29,2	27,9	12,3	0	0	0	0
10	0	0	29,2	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	25,2	13,4	0	0
11	0	20,7	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,1	42,7	18,8	14,2
12	0	38,3	46,9	57,4	56,4	58,5	58,5	58,5	58,2	36,3	31,5	27,8
13	14,3	38,7	43,4	58,5	58,4	58,5	58,5	58,5	58,2	37,9	28,0	25,6
14	37,0	40,0	44,9	58,5	58,4	58,5	58,5	58,5	58,2	42,7	35,8	31,0
15	45,6	40,0	51,9	58,5	58,5	58,2	58,5	58,5	57,9	46,3	41,2	36,9
16	46,2	37,0	58,4	58,5	58,5	58,5	58,2	58,5	42,9	39,1	22,9	33,0
17	14,1	21,0	56,7	58,5	58,2	58,5	58,5	57,5	0	0	0	0
18	0	0	0	55,0	56,8	56,4	56,4	53,7	0	0	0	0
19	0	0	0	47,0	43,8	44,1	53,4	53,7	0	0	0	0
20	0	0	0	0	53,7	53,4	53,4	36,9	0	0	0	0
21	0	0	0	0	24,8	53,4	53,7	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	37,8	19,7	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma	157,1	235,7	390,0	593,4	672,0	741,8	731,7	623,3	358,8	258,3	178,2	168,6
Días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	4.871	6.600	12.088	17.802	20.832	22.254	22.683	19.322	10.764	8.007	5.345	5.226

Como se muestra en esta tabla, durante las primeras horas del día y las últimas, la producción es nula debido a la falta de recurso solar. En los meses centrales del año, al coincidir con el verano, las horas de producción pueden alargarse más, ya que, además de tener más radiación que en los otros meses, la existencia de un almacenamiento térmico permite acumular el exceso de energía durante el día y poder utilizarla en las últimas horas. Durante el invierno, al haber menor radiación a lo largo del día, no es posible acumular tanta energía y, por tanto, la producción finaliza antes.

Tabla 5 Producción de Energía en días representativos (Neta)

Hora	Energía Eléctrica Neta (MWhe)											
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	22,7	25,8	27,1	26,0	11,2	0	0	0	0
10	0	0	27,2	55,9	55,1	55,4	55,1	55,7	23,6	12,4	0	0

11	0	19,3	56,5	56,1	54,4	54,3	54,5	55,1	56,0	41,2	17,5	13,2
12	0	37,2	45,6	55,8	55,0	53,4	53,2	55,3	56,4	35,3	30,5	26,8
13	13,3	37,7	42,2	56,6	56,6	53,3	53,9	55,2	56,3	36,6	27,2	24,9
14	35,9	38,6	43,7	55,6	54,8	53,4	54,0	55,1	56,4	41,5	34,5	30,1
15	44,3	38,9	50,4	54,8	53,8	54,2	54,1	55,2	56,1	44,7	40,1	35,6
16	44,6	35,7	56,4	54,9	54,6	56,0	55,5	55,7	41,5	38,0	22,2	32,1
17	13,5	20,3	55,1	56,6	55,7	56,5	56,4	55,9	0	0	0	0
18	0	0	0	53,6	55,4	55,0	54,9	52,2	0	0	0	0
19	0	0	0	45,7	42,5	42,8	51,8	52,2	0	0	0	0
20	0	0	0	0	52,2	51,9	51,9	35,8	0	0	0	0
21	0	0	0	0	24,0	51,9	52,2	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	36,7	18,9	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma	151,6	227,7	377,1	568,4	639,9	702,1	692,4	594,6	346,4	249,8	172,1	162,7
Días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	4.699	6.377	11.690	17.051	19.838	21.062	21.463	18.433	10.391	7.743	5.162	5.043

En la tabla anterior aparecen los mismos valores de producción para los mismos días del año, pero una vez ha sido restado el consumo propio de la planta.

Cabe destacar que aunque en las condiciones de diseño de la planta se haya fijado su producción en 50 MWe (Netos) y una radiación de  $850 \text{ W/m}^2$ , la turbina puede operar al 110% de su capacidad lo que explica que en las horas de mayor radiación solar (horas centrales del día) la radiación puede ser mayor al valor de diseño, y por tanto, se supere este valor de 50 MWe.

### 5.1.2. Producción mensual

Para una mejor visualización se ha realizado una gráfica con los valores pertenecientes a estas dos tablas (potencia bruta y neta).

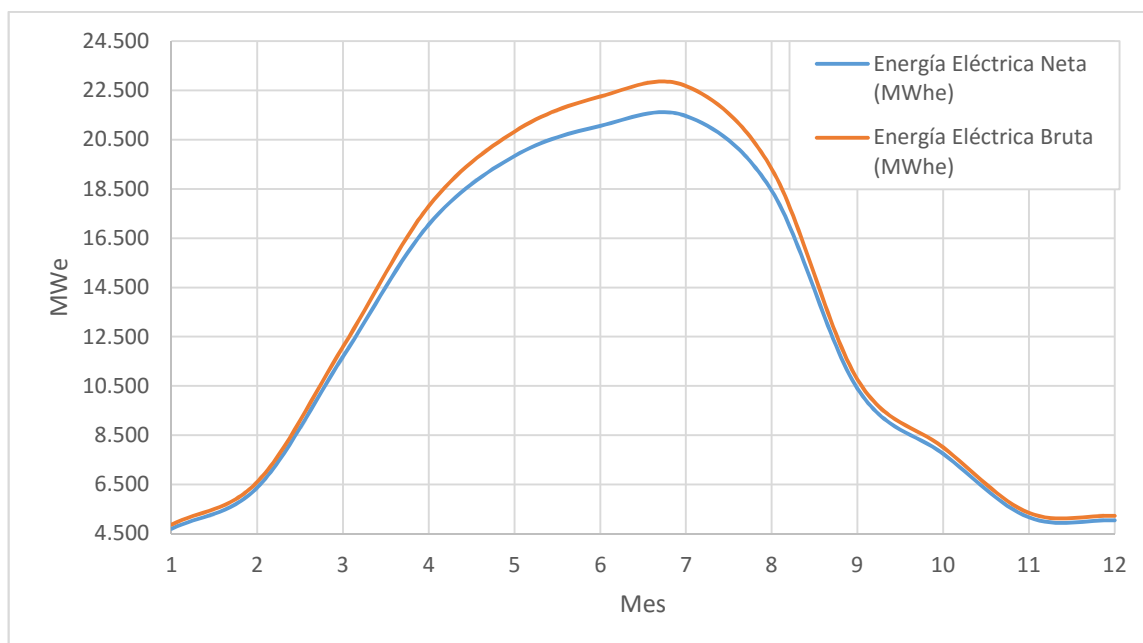


Figura 31 Potencia Bruta/ Neta de la Planta para días representativos

Es evidente que la potencia neta debe ser inferior a la bruta, y además en los meses de verano es muy superior a los de invierno, llegando a producir un total de 21463 MWe en el mes de Julio frente a los 4699 MWe del mes de Enero.

A continuación se muestran los mismos valores de energía pero calculados con los datos reales del mes en función de la radiación horaria, por lo que al tener en cuenta todas las horas del año ofrece una perspectiva más real.

Tabla 6 Energía Eléctrica producida (mensual)

Mes	Energía Mensual (GWh)	Energía Eléctrica Bruta (GWh)
Enero	2,679	3,685
Febrero	4,582	5,496
Marzo	9,877	11,150
Abril	9,698	10,932
Mayo	16,025	17,765
Junio	15,700	17,415
Julio	19,722	21,796
Agosto	18,000	19,838
Septiembre	10,807	11,953
Octubre	5,759	7,087
Noviembre	2,395	3,374
Diciembre	1,579	2,506



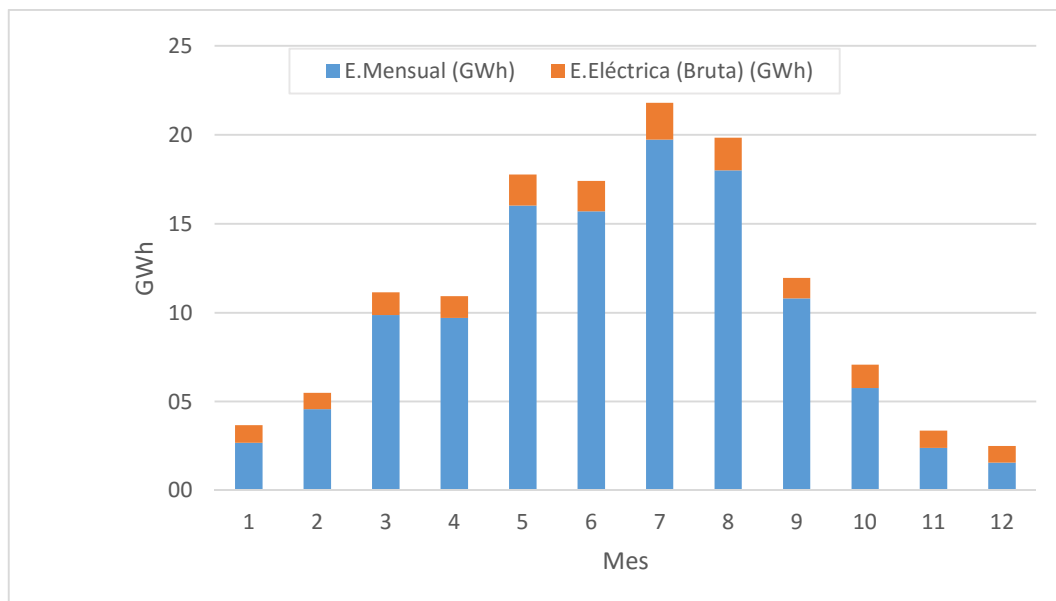


Figura 32 Producción de Energía Mensual

La producción real mensual (en color azul) sigue la misma evolución que en la gráfica anterior, es decir, los meses de Enero, Febrero, Noviembre y Diciembre presentan producciones muy bajas no llegando a los 5 GWh al ser una época de gran inestabilidad meteorológica y poca radiación. En cambio, en los meses de Marzo, Abril, Septiembre y Octubre la radiación solar aumenta y por tanto su producción se sitúa entre 6-10 GWh. Por último en los meses de Mayo, Junio, Julio y Agosto se alcanzan los valores más altos entre 16-19 GWh debido al aumento significativo de la radiación captada. La producción más alta corresponde al mes de Julio con 19,721 GWh.

La diferencia entre la energía bruta y la entregada a la red (neta) aparece representada en la figura anterior en color naranja. Se corresponde con los valores del consumo propio de la planta, que aunque en el punto de diseño se ha fijado en un 13% de la energía bruta, al hacer un análisis con todos los datos horarios éste va variando en función de los datos de radiación.



Figura 33 Consumo Propio de la Planta

El consumo de energía propio de la planta se debe a pérdidas térmicas en las tuberías por las que circula el HTF en el campo de colectores, mecanismo de seguimiento del sol de los colectores, bombas que impulsan el HTF hacia el bloque de potencia, bombas que desvían el HTF hacia el intercambiador del sistema de almacenamiento, iluminación o sistemas de control de temperatura entre otros. En la figura anterior queda claro que el mayor consumo se produce en los meses de verano, debido en gran parte al aumento de caudal de HTF a través de las tuberías que recorren el campo solar.

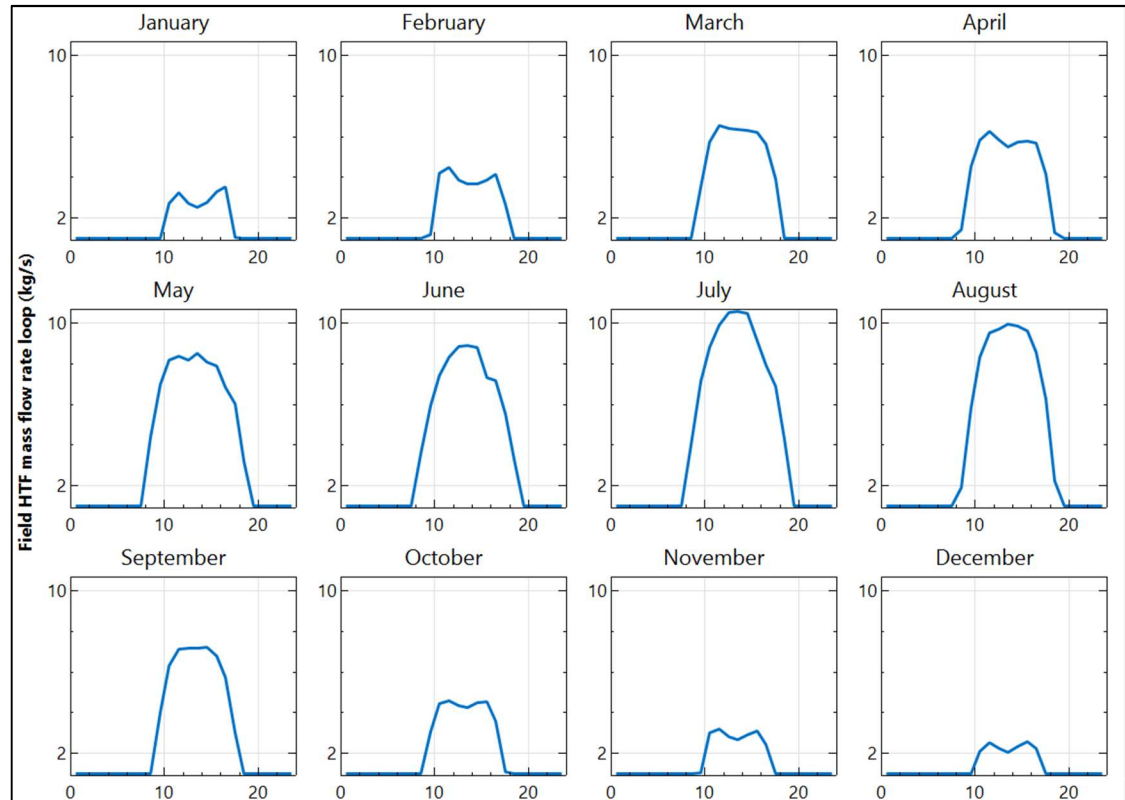


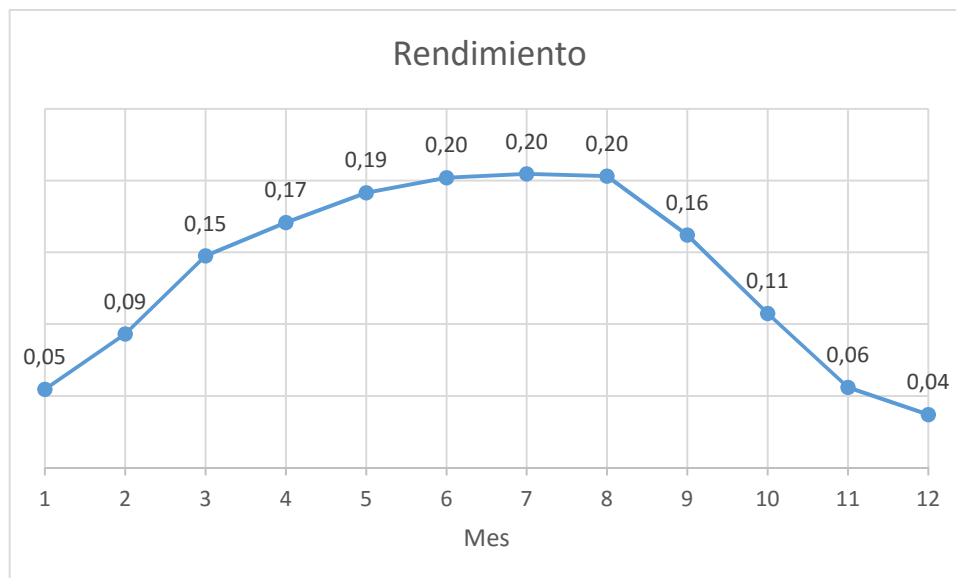
Figura 34 Caudal del HTF en el campo de colectores

Como se muestra en la figura anterior, el caudal de HTF aumenta en los meses de mayor radiación solar y disminuye significativamente en el resto de meses. Esto se produce a consecuencia del sistema de control de temperatura del HTF en el campo de colectores, pues se debe mantener una temperatura de  $390^{\circ}\text{C}$  a la salida de cada lazo (temperatura máxima de trabajo) de tal forma que si esta temperatura desciende (meses con menor radiación) el sistema de control hace que la velocidad del HTF sea menor, y por tanto reduce su caudal para poder alcanzar el valor de temperatura deseado. Sin embargo, si esta temperatura sigue descendiendo llegará un momento en el que el HTF alcance su velocidad mínima calculada ( $0,354697\text{ m/s}$ ) y existe peligro de degradación del aceite en las paredes del tubo al alcanzarse en ese punto la máxima temperatura. Para evitar esto, cuando se llegue a esa velocidad el colector se desenfoca.

Del mismo modo, cuando la radiación sea muy alta el sistema de control obliga a aumentar la velocidad del HTF para así aumentar también su caudal y controlar la temperatura máxima. En el caso de alcanzar la velocidad máxima calculada ( $4,95682\text{ m/s}$ ) el colector también debe desenfocarse para evitar aumentar la temperatura por encima de los  $390^{\circ}\text{C}$ . (26)

El aumento o disminución de este caudal también hará variar la cantidad de energía que se entrega al bloque de potencia, y por tanto, la energía producida.

Como resultado de todo lo explicado anteriormente, el rendimiento de la planta en función del mes varía de la siguiente forma:

*Figura 35 Rendimiento de la planta mensual*

Los rendimientos más altos se sitúan en los meses de Junio, Julio y Agosto con un 20%, mientras que el más bajo le corresponde al mes de Diciembre con un rendimiento de 4%. Los rendimientos bajos de los meses de invierno se deben a que aunque la radiación incide sobre el campo de colectores, ésta no es la suficiente para generar la potencia requerida. Además, la turbina está diseñada para generar a partir de un mínimo valor de carga, por lo que cuando no se llega a ese mínimo, la energía del campo solar se acumula en los tanques de sales.

### 5.1.3. Producción anual

Una vez se ha realizado la simulación de la planta con todos los parámetros ya explicados, SAM reporta una serie de datos principales para tener una idea de la dimensión de la planta. Uno de ellos es la producción de energía anual con un valor de 116,8 GWh para el primer año, aunque tal y como ha sido configurada la central, esta producción se mantiene durante todo su ciclo de vida al haber considerado un factor de degradación igual a 0.

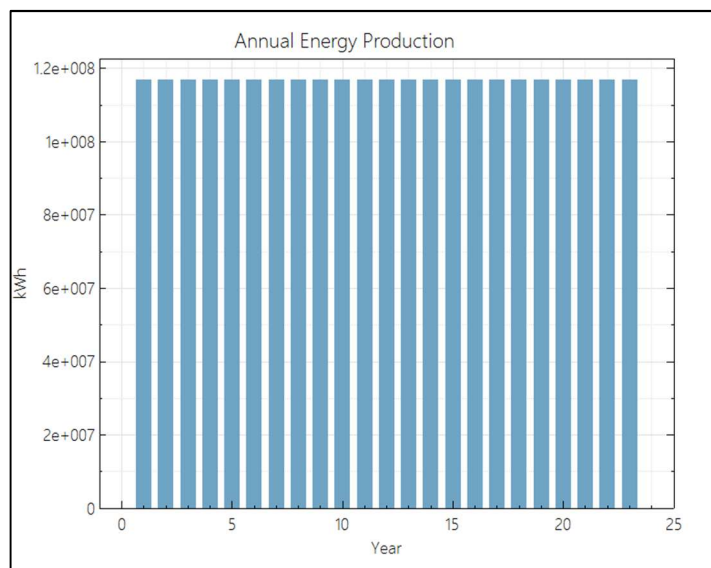


Figura 36 Producción de Energía Anual (16)

Para entender mejor de dónde viene este valor de 116,8 GWh, se ha realizado la siguiente gráfica en la que aparece desde la energía que incide en el campo solar hasta la que produce finalmente la planta, pasando por las etapas intermedias.

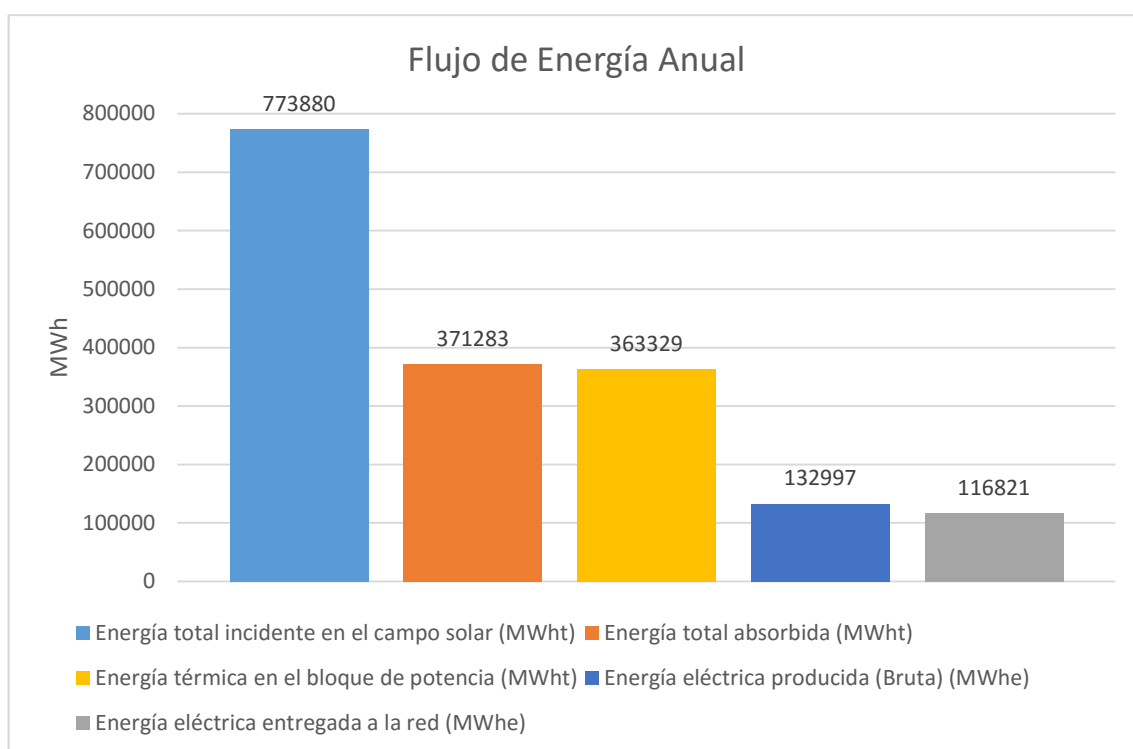


Figura 37 Flujo de Energía Anual de la Planta

En las barras de la gráfica se ve claramente cómo de los 773,88 GWh que llegan al campo solar, tan solo 371,283 GWh son captados por los colectores. Aquí es donde se

produce el mayor salto de energía, pues de la energía absorbida a la energía que le llega al bloque de potencia hay una diferencia de 7,954 GWh. De los 363,329 GWh que llegan al bloque, solo 132,997 GWh se obtienen de producción bruta. Finalmente restando la energía procedente del consumo de la planta se obtienen los 116,821 GWh de producción anual entregada a la red.

Gracias a estos flujos de energía se pueden calcular los rendimientos de la planta, obteniéndose así un rendimiento óptico de 48% correspondiente a la cantidad de energía que es captada por los colectores. Siguiendo el orden de flujos, se obtiene un rendimiento del 98% en el sistema HTF (desde que la energía es captada en el campo solar hasta que llega al bloque de potencia), un 37% correspondiente al ciclo Rankine y un 88% como factor de conversión de energía bruta a neta. Finalmente se obtiene un rendimiento global anual de toda la planta de 15%.

## 5.2. Pérdida de energía debido al desenfoque de los colectores.

Como ya se ha explicado en apartados anteriores, si hay radiación suficiente para producir la energía requerida, el HTF del campo solar se dirige directamente al ciclo de potencia para generar el vapor necesario de la turbina.

Si fuera necesario un aporte extra de calor, el HTF del campo solar se desvía primero al sistema de almacenamiento para recibir el aporte de calor de las sales y finalmente dirigirse al bloque de potencia para producir el vapor necesario.

Existe una tercera opción y es que haya demasiada radiación solar, por lo que el HTF tendría un exceso de calor y debería cederlo a las sales del sistema de almacenamiento antes de llegar al intercambiador del ciclo de potencia. Sin embargo, las sales no pueden absorber calor indefinidamente, por lo que cuando lleguen a su límite y la turbina esté a su máxima capacidad, la única opción sería desenfocar los colectores.

El valor de enfoque de los colectores para cada mes está mostrado en la siguiente figura.

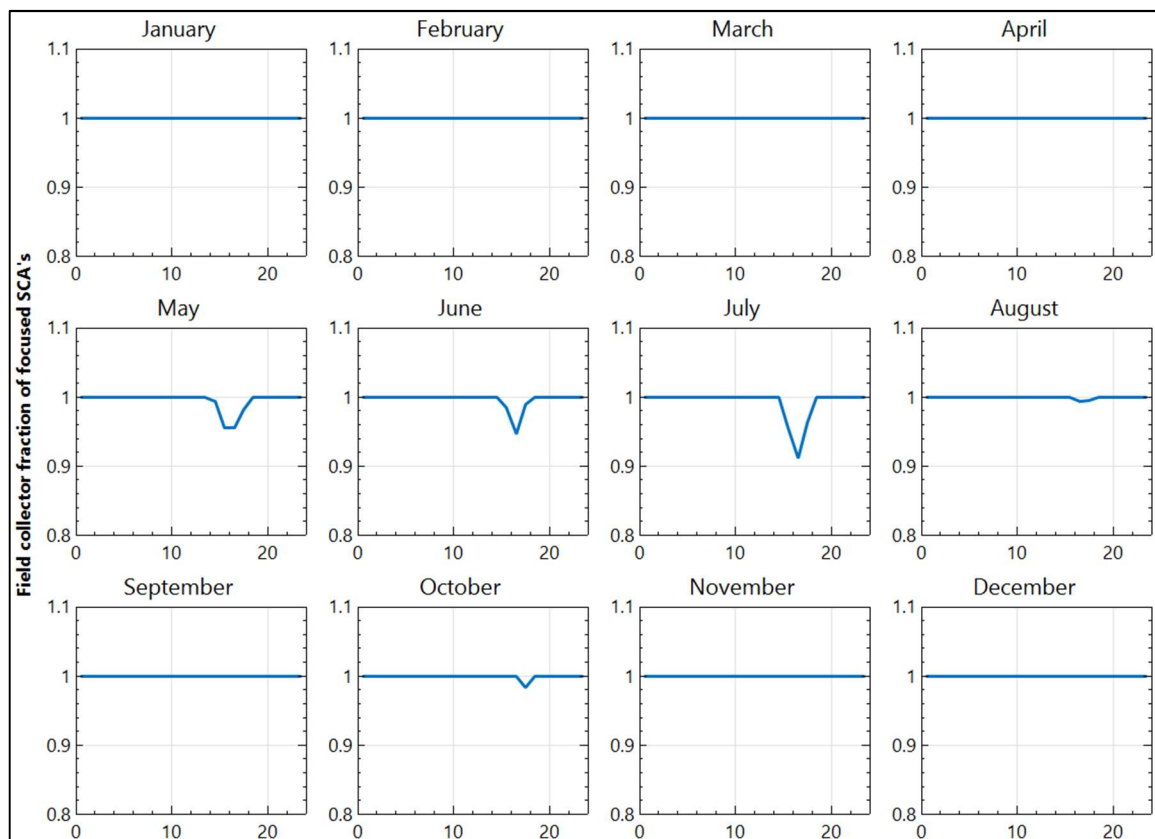


Figura 38 Fracción de enfoque de los colectores

En estas gráficas se ve claramente cómo los colectores tienen una fracción de enfoque igual a 1 en los meses de otoño e invierno. Esto quiere decir que durante estos períodos no hay tanta radiación como para que la turbina esté a su máxima capacidad y además llenar el sistema de almacenamiento. En cambio, durante los meses de verano y primavera este factor es menor que 1 durante las horas centrales del día, indicando la necesidad de desenfocar los colectores en estos períodos.

Para entender mejor cómo afecta esto a la cantidad de energía captada por los colectores se ha calculado manualmente la fracción de desenfoque de los colectores para cada hora del año y posteriormente se han agrupado estos datos en meses para poder obtener la energía que no ha sido captada en función de la energía incidente en el campo solar. La realización de estos cálculos ha sido necesaria para una mejor comprensión, ya que, SAM solo aporta datos horarios para cada día del año.

Tabla 7 Potencia perdida en los colectores debido al desenfoque

Mes	Energía térmica incidente (MWht)	Energía perdida en los colectores (MWht)
Enero	49014,4	0,0
Febrero	49241,0	0,0
Marzo	66876,5	0,0

<b>Abril</b>	56802,0	0,0
<b>Mayo</b>	83647,7	1212,4
<b>Junio</b>	77687,5	656,7
<b>Julio</b>	96319,3	1692,6
<b>Agosto</b>	88640,5	77,6
<b>Septiembre</b>	66651,7	0,0
<b>Octubre</b>	53602,5	20,0
<b>Noviembre</b>	42751,3	0,0
<b>Diciembre</b>	42646,1	0,0
<b>Total general</b>	<b>773880,5</b>	<b>3659,3</b>

De estos datos se puede extraer que de los 773880,5 MWht que inciden sobre el campo solar en un año 3659,3 MWht se pierden debido a la necesidad de desenfocar los colectores.

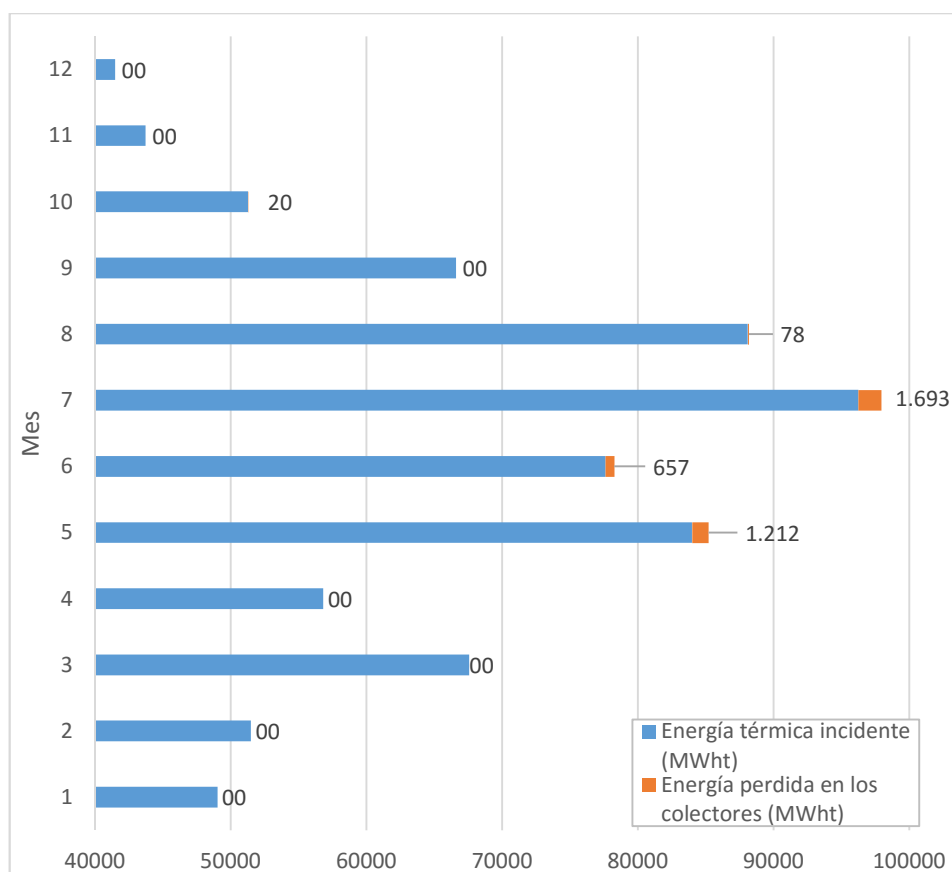


Figura 39 Potencia perdida por el desenfoque de colectores

En la gráfica anterior se muestra en color naranja la cantidad de energía que se ha dejado de ganar como consecuencia del desenfoque de los colectores. Como era de esperar, sólo durante los meses de verano y primavera se deja de ganar esa energía, aunque en el mes de Octubre también es necesario un mínimo desenfoque. Una de las medidas que podría solucionar este problema, manteniendo la potencia neta de la central,



sería aumentar las horas del sistema de almacenamiento aunque posteriormente habría que analizar su rentabilidad.

### 5.3. Pérdidas térmicas en los tanques de almacenamiento

Las funciones principales del sistema de almacenamiento son permitir la producción en la planta una vez se ha terminado la radiación solar (por la noche) y complementar esta radiación en las horas en las que no es suficiente para producir la energía requerida. Para ello debe cumplir una serie de requisitos entre los que se encuentran un buen grado de transferencia de calor entre el HTF del campo solar y las sales de almacenamiento, estabilidad mecánica y química de los tanques de almacenamiento, capacidad de cargarse y descargarse todas las veces que sean necesarias para la planta, facilidad para controlarlo y bajas pérdidas térmicas. (27)

Precisamente uno de los requisitos más fácil de medir son las pérdidas térmicas a través de los tanques, las cuales se muestran a continuación.

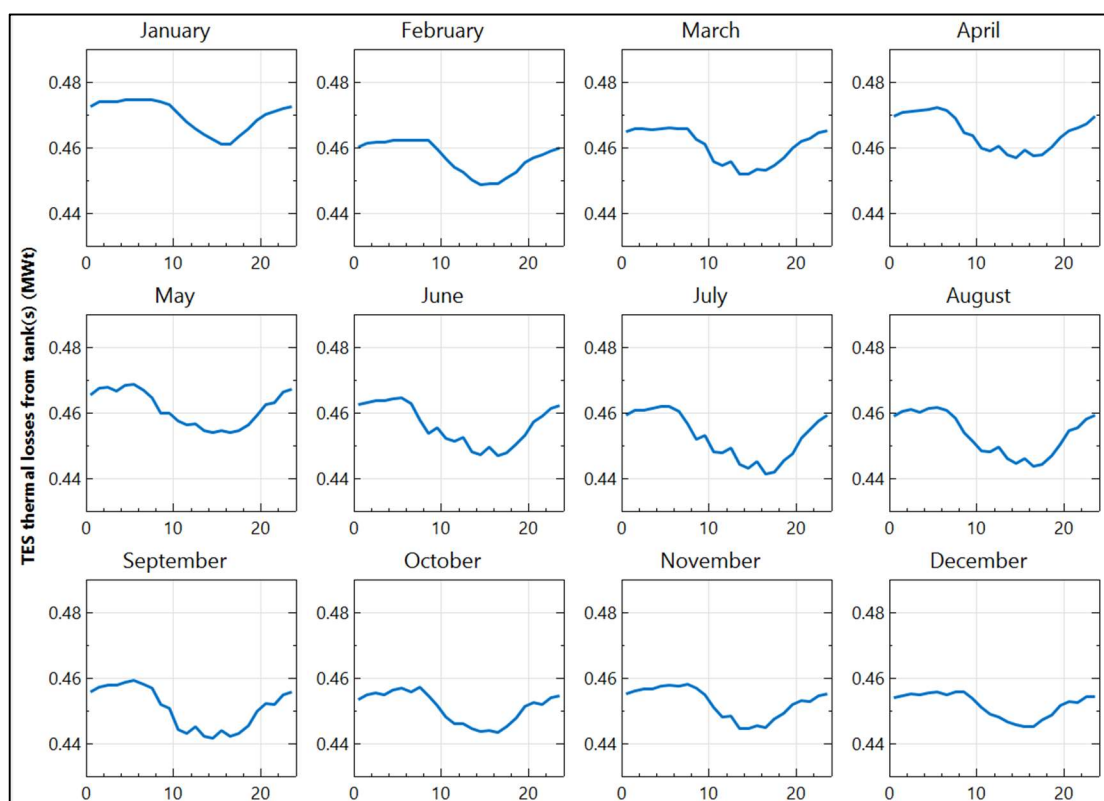


Figura 40 Pérdidas térmicas en los tanques de almacenamiento

Según aparecen las pérdidas en la figura anterior mes a mes, no aporta mucha información, pues en todos los meses éstas se encuentran en un rango de 0,47-0,44 MWt pero en cada mes la energía de la planta va variando.

Para tener una idea de valores concretos, se ha procedido igual que en el apartado anterior, a calcular estas pérdidas mensuales a partir de las horarias y obtener así un porcentaje sobre la energía total incidente en el campo solar.

Tabla 8 Pérdidas Térmicas en los Tanques de Almacenamiento

Mes	Energía Térmica Incidente (MWht)	Pérdidas Térmicas en los Tanques (MWht)	Porcentaje de pérdidas
Enero	49014,4	350,0	0,714%
Febrero	49241,0	318,3	0,646%
Marzo	66876,5	342,8	0,513%
Abril	56802,0	334,4	0,589%
Mayo	83647,7	343,4	0,411%
Junio	77687,5	328,6	0,423%
Julio	96319,3	336,7	0,350%
Agosto	88640,5	337,6	0,381%
Septiembre	66651,7	324,4	0,487%
Octubre	53602,5	335,8	0,627%
Noviembre	42751,3	325,7	0,762%
Diciembre	42646,1	324,9	0,762%
Total general	773880,5	4002,5	0,517%

Al comparar estas pérdidas con la energía total que incide sobre el campo solar, se obtienen una serie de porcentajes. Los marcados en rojo corresponden con los valores más altos y los verdes con los más bajos, por lo que, como era de esperar las mayores pérdidas térmicas se producen en los meses más fríos debido a la mayor diferencia de temperaturas entre las sales almacenadas y el exterior. Asimismo, los meses con menor porcentaje de pérdidas son Julio y Agosto coincidiendo con los meses de mayor radiación solar.

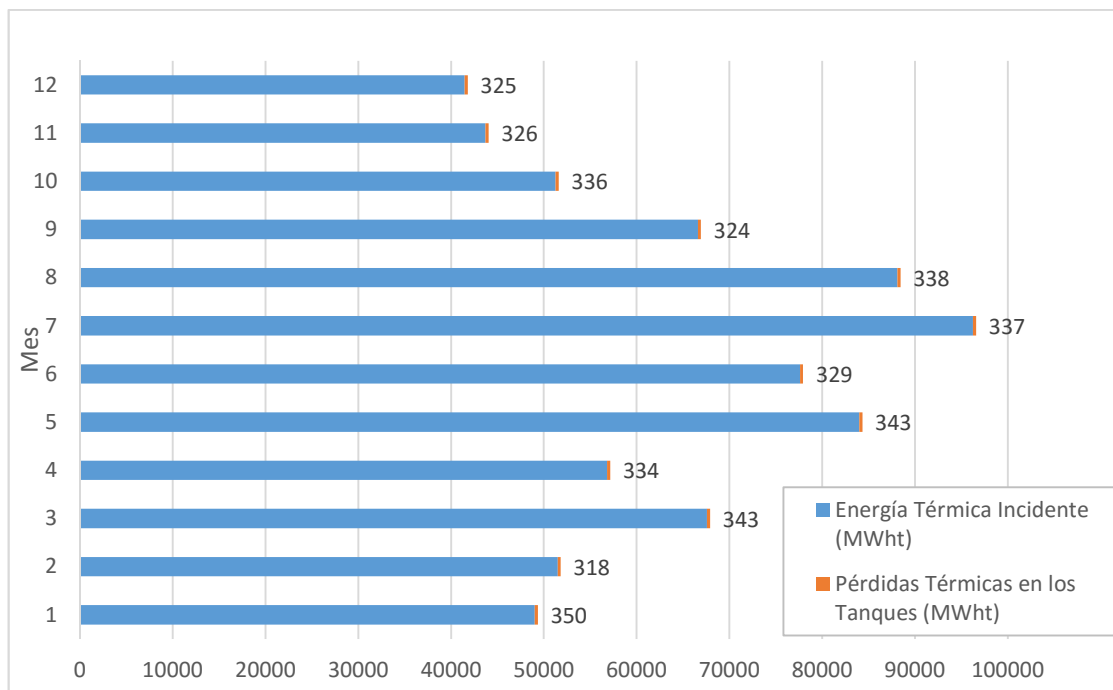


Figura 41 Pérdidas Térmicas en los Tanques comparadas con la Energía Incidente

Además, se han representado gráficamente estos valores para tener una idea de estas pérdidas térmicas al compararlas con la energía incidente. Como resultado global, las pérdidas en los tanques suponen un 0,517% de la energía incidente en el campo solar.

#### 5.4. Alternativas de diseño

El análisis que se ha realizado hasta el momento corresponde a una central termosolar con 4 horas de almacenamiento y 50 MW de potencia nominal en el punto de diseño. Para comprender el efecto que tiene un sistema de almacenamiento con sales fundidas en el funcionamiento y producción de una planta de este tipo, se realiza a continuación una comparación entre varias centrales, cada una de ellas con un volumen de almacenamiento distinto y manteniendo el resto de parámetros idénticos para poder explicar las semejanzas y diferencias basándose exclusivamente en el sistema de almacenamiento.

De esta forma, se han diseñado cuatro plantas con un múltiplo solar de 1,79 y una potencia nominal de 50 MW, cada una de ellas con un almacenamiento de 0, 2, 4 y 6 horas respectivamente.

### 5.4.1. Producción de energía

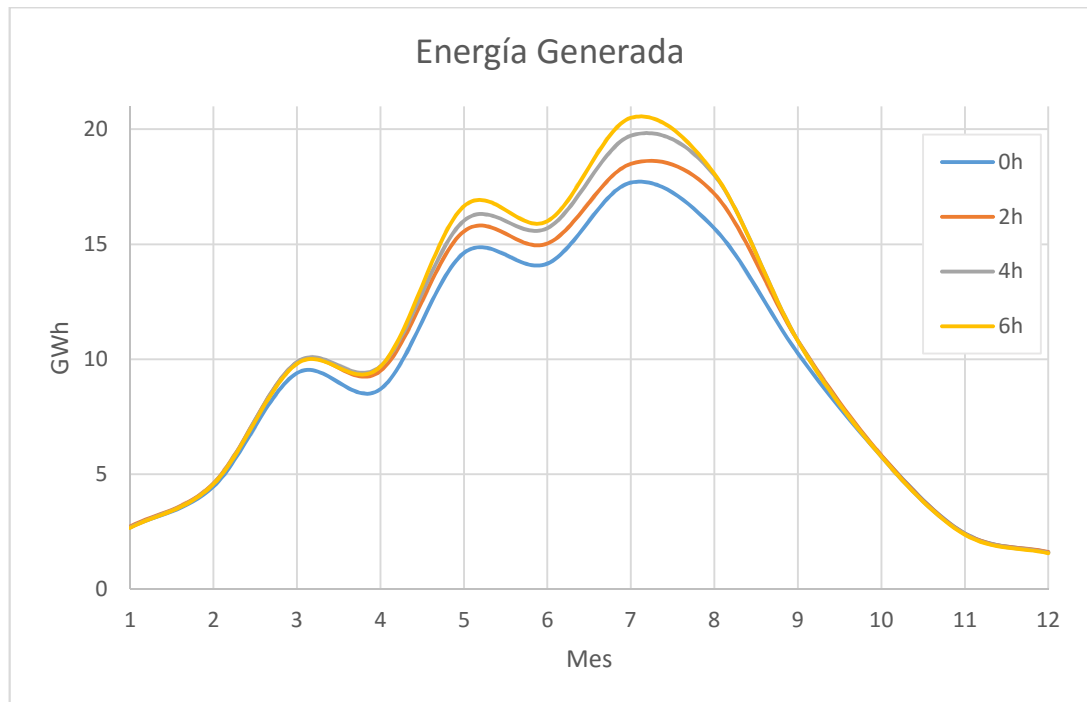


Figura 42 Energía Generada para varias horas de almacenamiento

Al aumentar el número de horas de almacenamiento, aumenta el número de horas en las que la planta puede producir electricidad por lo que es normal que la planta con 6 horas de almacenamiento sea la que más produzca, llegando a sobrepasar los 20 GWh en el mes de Julio. Siguiendo esta tendencia, la planta sin almacenamiento es la que menos produce a lo largo de todo el año con un máximo de 17,6 GWh en Julio.

Sin embargo estas diferencias de producción solo son apreciables en los meses verano, pues durante el resto de meses no existe radiación suficiente para llenar el tanque caliente de sales y las plantas trabajan prácticamente sin tener en cuenta el almacenamiento.

A modo de ejemplo se incluye la siguiente imagen de la planta de 4 horas de almacenamiento que muestra la evolución de los kilogramos de sales en el tanque caliente a lo largo del año.

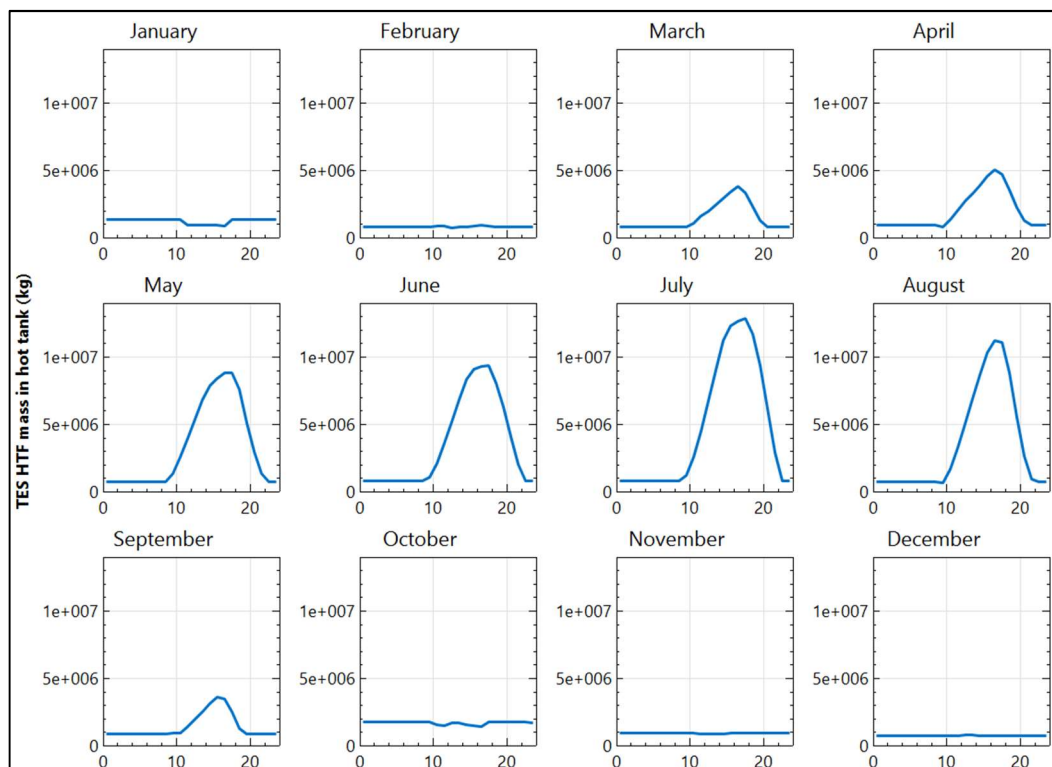


Figura 43 Masa de sales en el tanque caliente (kg)

El almacenamiento de sales calientes se inicia en Marzo y finaliza en Septiembre, quedándose Enero, Febrero, Octubre, Noviembre y Diciembre sin acumulación de calor. Volviendo a la Figura 42, esto explica por qué entre Marzo-Abril y a finales de Agosto la única diferencia se produzca entre no tener almacenamiento y tenerlo, sin importar el número de horas de éste.

Sin embargo, entre Mayo y Julio sí hay diferencia entre almacenar durante más o menos horas, es decir, entre estos meses la planta que más ha producido es la de 6 horas y la que menos, aquella sin almacenamiento.

Tabla 9 Meses con mayor diferencia en la producción en función de las horas de almacenamiento

	Energía generada (GWh)			
	0h	2h	4h	6h
Mayo	14,6	15,6	16,0	16,7
Junio	14,2	15,0	15,7	16,0
Julio	17,7	18,5	19,7	20,5

A partir de Agosto en cambio, hay diferencia en la producción entre la de 0 horas y la de 2 horas, pero no entre una planta con 4 o 6 horas de almacenamiento. Esto se debe a que todas las centrales tienen un múltiplo solar de 1,79 por lo que posiblemente para este

dimensionado, el tanque de 6 horas nunca pueda llenarse por completo, así que a partir de un cierto valor de energía absorbida, la planta de 4 horas funciona igual que la 6 horas. Un análisis interesante, no tratado en este proyecto, sería variar el múltiplo solar para aumentar el área de colectores y ver cómo afecta a las horas de almacenamiento.

De manera global, los valores de energía anual generada se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 10 Energía anual generada por cada planta

Energía Anual (GWh)			
0h	2h	4h	6h
107,5	113,6	116,8	118,4

#### 5.4.2. Rendimiento

En cuanto a los rendimientos, siguiendo con la explicación anterior, los máximos los alcanza la de 6 horas y los mínimos, la central sin almacenamiento pero esto solo se produce durante los meses en los que la cantidad de radiación permite almacenar el calor, pues en Enero, Febrero, Octubre, Noviembre y Diciembre la existencia de un sistema de almacenamiento no influye en el rendimiento de la planta.

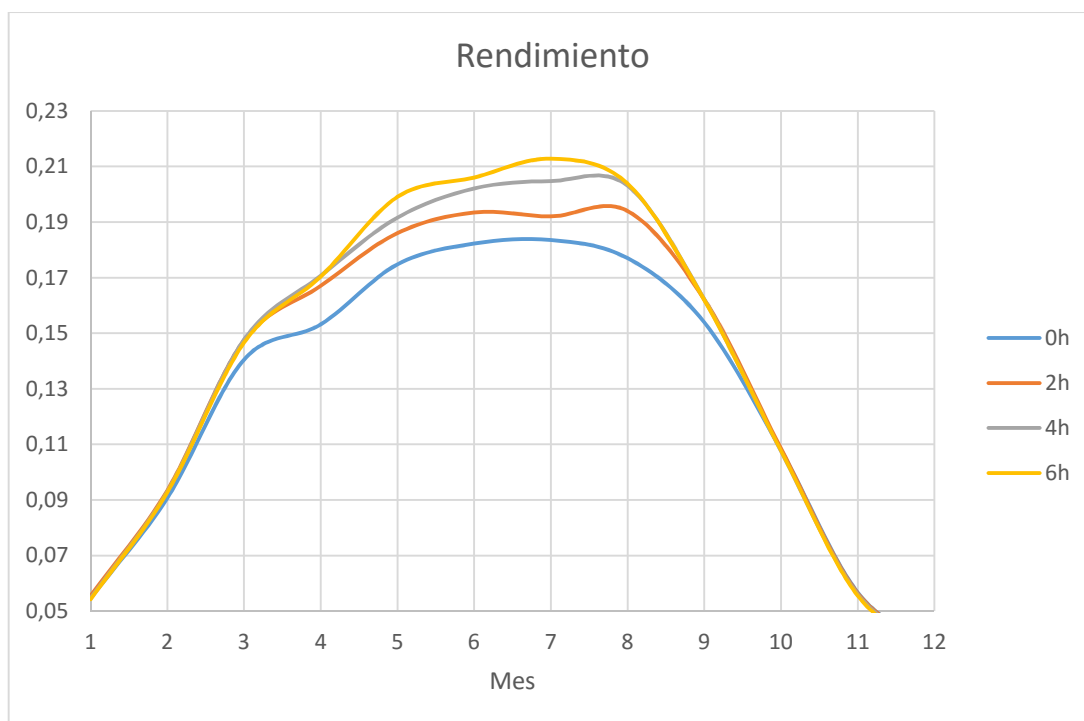


Figura 44 Distribución de rendimientos para distintas horas de almacenamiento

Tabla 11 Rendimientos para distintas horas de almacenamiento

Rendimiento Global			
0h	2h	4h	6h
13,89%	14,68%	15,10%	15,30%

Debido a que la disponibilidad de energía es mayor para la planta de 6 horas y teniendo en cuenta que la cantidad de radiación es la misma para todas, el mayor rendimiento con idénticas condiciones de diseño se consigue para un volumen de 6 horas de almacenamiento.

#### 5.4.3. Pérdida de energía debido al desenfoque de los colectores

De la misma forma que se ha procedido en el apartado 5.2, se ha calculado la cantidad de energía para cada planta que el sistema deja de absorber como consecuencia del desenfoque de los colectores.

Tabla 12 Pérdidas debido al desenfoque de los colectores para 0h-2h-4h-6h de almacenamiento

Mes	Energía térmica incidente (MWht)	Energía perdida en los colectores (MWht)			
		0h	2h	4h	6h
Enero	49014,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Febrero	49241,0	1466,1	0,0	0,0	0,0
Marzo	66876,5	4198,9	607,8	0,0	0,0
Abril	56802,0	4949,8	927,1	0,0	0,0
Mayo	83647,7	6596,7	2651,9	1212,4	64,5
Junio	77687,5	7111,4	3026,9	656,7	0,0
Julio	96319,3	9911,7	5960,8	1692,6	384,2
Agosto	88640,5	10719,1	3019,2	77,6	0,0
Septiembre	66651,7	5347,0	0,0	0,0	0,0
Octubre	53602,5	999,0	0,0	20,0	0,0
Noviembre	42751,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Diciembre	42646,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Total general	773880,5	51299,8	16193,7	3659,3	448,7

De la tabla anterior pueden extraerse varias conclusiones, la primera de ellas es que el desenfoque se produce en los meses de mayor radiación incidente, ya que, para los meses de Noviembre, Diciembre y Enero los valores de energía perdida son 0 MWht.

Además, se observa cómo a medida que aumenta el volumen de almacenamiento, los meses en los que es necesario realizar un desenfoque disminuye, pues para una central sin almacenamiento desde Febrero a Octubre es necesario desenfocar colectores mientras que para una de 6 horas solo es necesario hacerlo en los meses de Mayo y Julio.

Por tanto, estos resultados explican por qué cuanto mayor sea la capacidad de almacenamiento, mayor es el rendimiento de la planta, ya que, el aumento del volumen de los tanques permite aprovechar mayor cantidad de energía. De los 773880,5 MWht que inciden en el campo solar, la planta sin almacenamiento desaprovecha un 6,63%, la de 2 horas un 2,1%, la de 4 horas, que ya ha sido estudiada en apartados anteriores, un 0,48% y por último la de 6 horas deja de absorber un 0,058% de la energía total incidente.

#### 5.4.4. Pérdidas térmicas en los tanques de almacenamiento

Para analizar las pérdidas que se producen a través de los tanques a lo largo del año, se ha calculado el porcentaje de estas pérdidas en función de la energía que incide cada mes, ya que, como todos los meses se producen pérdidas esta metodología aporta una mejor visión de los cálculos.

Tabla 13 Pérdidas en los tanques para 0h-2h-4h-6h de almacenamiento

Mes	Energía térmica incidente (MWht)	Pérdidas térmicas en los tanques			
		0h	2h	4h	6h
Enero	49014,4	0%	0,48%	0,71%	0,91%
Febrero	49241,0	0%	0,41%	0,65%	0,79%
Marzo	66876,5	0%	0,34%	0,51%	0,65%
Abril	56802,0	0%	0,39%	0,59%	0,75%
Mayo	83647,7	0%	0,27%	0,41%	0,52%
Junio	77687,5	0%	0,28%	0,42%	0,54%
Julio	96319,3	0%	0,23%	0,35%	0,45%
Agosto	88640,5	0%	0,25%	0,38%	0,49%
Septiembre	66651,7	0%	0,32%	0,49%	0,62%
Octubre	53602,5	0%	0,44%	0,63%	0,84%
Noviembre	42751,3	0%	0,50%	0,76%	0,95%
Diciembre	42646,1	0%	0,53%	0,76%	1,00%
Total general	773880,5	0%	0,35%	0,52%	0,66%

Para la planta de 6 horas de almacenamiento, al contar con unos tanques más grandes, las pérdidas a través de ellos son mayores llegando al 0,66% de la energía térmica incidente. Estas pérdidas van disminuyendo progresivamente a medida que se disminuye el volumen del tanque con 0,52% para el sistema de 4 horas y un 0,35% para el de 2 horas. Un hecho común en todas es que el mayor porcentaje de pérdidas se produce en los meses más fríos (marcados en rojo) y los menores porcentajes ocurren en verano (marcados en verde)



## 5.5. Análisis económico

Para poder realizar una estimación del coste total de cada una de las plantas estudiadas, se ha partido del análisis de una central termosolar de referencia con almacenamiento. (28)

Estos costes han sido adaptados al formato de entrada de datos de SAM a partir del área total de colectores y del volumen de almacenamiento. Además, se han dividido en varios bloques cuya suma corresponde al coste total de la central. Dado que la única diferencia que existe entre las cuatro plantas estudiadas es el volumen de almacenamiento, todos los bloques de costes serán iguales excepto el relativo a este sistema.

### 5.5.1. Campo solar

Es uno de los bloques más importantes porque es el sistema encargado de captación de energía y del cual depende el resto de la central, por lo que es el sistema de mayor peso dentro de los costes.

Tabla 14 Coste del Campo Solar

Campo Solar	T. Almacenamiento	0h	2h	4h	6h
	Coste unitario (€/m <sup>2</sup> )				
<b>Espejos</b>	35.05 €	15,299,917.0 €			
<b>Estructuras metálicas</b>	70.11 €	30,607,728.7 €			
<b>Sistemas de posicionamiento</b>	7.63 €	3,331,560.9 €			
<b>Total</b>	112.79 €	49,239,206.5 €			

En esta tabla se incluyen los espejos responsables de la captación de radiación, las estructuras metálicas que soportan estos espejos y los sistemas de posicionamiento que permiten el seguimiento del sol.

### 5.5.2. Acondicionamiento del campo solar

Para analizar los costes del campo solar no solo se debe tener en cuenta el sistema de captación de la energía, sino también las actividades que permiten su correcto funcionamiento. Entre estas actividades se encuentran el movimiento de tierras para preparar el terreno y que esté lo más llano posible y su cimentación para colocar las estructuras metálicas de los espejos. Además, antes de su posicionamiento en el campo, es necesario montar los espejos en una nave acondicionada para ello.

Tabla 15 Coste del acondicionamiento del campo solar

Acondicionamiento	T. Almacenamiento	0h	2h	4h	6h
	Coste unitario (€/m²)				
Movimiento de tierras	21.03 €	9,181,529.1 €			
Cimentación	35.07 €	15,307,811.7 €			
Montaje	42.06 €	18,363,058.3 €			
Nave de montaje	5.01 €	2,186,830.2 €			
Total	103.17 €	45,039,229.3 €			

### 5.5.3. Sistema HTF

En este bloque se incluyen todos los elementos y sistemas necesarios para convertir la energía solar captada en energía térmica, y así poder utilizarla posteriormente. Entre ellos se encuentran los tubos absorbedores y el aceite térmico que circula por su interior y es el encargado de transportar la energía captada, los accesorios necesarios para que el aceite pueda circular por el interior de las tuberías correctamente, así como el sistema de protección contra incendios y el sistema de inertización.

Tabla 16 Costes del sistema HTF

Sistema HTF	T.Almacenamiento	0h	2h	4h	6h
	Coste unitario (€/m²)				
Aceite térmico	7.16 €	3,125,971.7 €			
Tubos absorbedores	37.92 €	16,554,846.2 €			
Juntas rotativas	1.97 €	860,194.5 €			
Tuberías, válvulas, accesorios de unión entre lazos	4.63 €	2,020,714.5 €			
Sistema de trasiego de aceite (filtros, tuberías, bombas, tanques, montaje)	25.93 €	11,320,664.1 €			
Sistema de purificación del aceite	1.45 €	631,248.4 €			
Sistemas de protección contra incendios (bombas, tuberías)	4.05 €	1,768,084.3 €			
Sistema de inertización	2.46 €	1,073,351.2 €			
Total	85.57 €	37,355,074.87 €			

### 5.5.4. Bloque de potencia

Este sistema es el encargado de convertir la energía térmica en energía eléctrica, y al ser el mismo para todas las plantas diseñadas tampoco se hace distinción entre ellas. En él se incluyen el intercambiador de aceite-vapor y los equipos rotatorios y mecánicos entre

los que se encuentran la turbina de vapor, tanques de suministro, bombas, desgasificador...Dentro de este bloque se incluye también el coste de obra civil correspondiente.

Tabla 17 Coste del bloque de potencia

Bloque de potencia	T.Almacenamiento	0h	2h	4h	6h
	Coste unitario (€/kWe)				
Intercambiador de aceite/vapor	210.53 €	12,000,000.0 €			
Equipos rotarios y mecánicos	456.14 €	26,000,000.0 €			
Obra civil	126.32 €	7,200,000.0 €			
Total	792.98 €	45,200,000.0 €			

#### 5.5.5. Sistemas auxiliares del bloque de potencia (BOP)

En este apartado conocido como BOP (*"Balance of Plant"*) se encuentran todos los sistemas que contribuyen a la conversión de energía térmica en eléctrica pero que no actúan directamente en ello. Aquí pueden incluirse los sistemas de refrigeración, bombas necesarias para la refrigeración, equipos de instrumentación y control o tratamiento de aguas entre otros.

Tabla 18 Costes de BOP

BOP	T.Almacenamiento	0h	2h	4h	6h
	Coste unitario (€/kWe)				
Sistemas Auxiliares (BOP)	315.79 €	18,000,000.0 €			
Obra civil	49.12 €	2,800,000.0 €			
Total	364.91 €	20,800,000 €			

#### 5.5.6. Mantenimiento y Operación

Los costes asociados al mantenimiento de una central termosolar no están contemplados en el documento de referencia (28), por lo que se han calculado aparte con una hoja de costes proporcionada por NREL para plantas con colectores cilindro-parabólicos. (29)

A su vez se han dividido en coste de mano de obra donde se incluyen todos los trabajos de administración y operación, y la mano de obra asociada al bloque de potencia y al campo solar, al ser considerados los bloques de mayor peso. Dentro de los trabajos subcontratados se encuentran el lavado de espejos, tratamiento de agua, naves de almacenamiento, sistemas de control y equipos de oficina. En servicios se incluyen los costes asociados al gasto de agua, luz y gas necesarios para el mantenimiento de la planta,

y por último una serie de gastos varios asociados al bloque de potencia, sistema de almacenamiento, campo solar o sistema HTF.

Para este estudio se ha considerado que los gastos de mantenimiento son iguales para todas las plantas diseñadas, ya que, el mayor peso en este apartado lo tienen el bloque de potencia y el campo solar y éstos son iguales en todas las configuraciones.

Tabla 19 Costes de Operación y Mantenimiento

Coste de mano de obra	
Administración	833,225.98 €
Operación	713,111.69 €
Bloque de potencia	440,126.70 €
Campo solar	485,258.14 €
Total	2,471,722.50 €
Subcontratos	
	503,736.37 €
Servicios	
	470,555.73 €
Materiales y Mantenimiento (Misceláneos)	
	1,995,317.45 €
Total Mantenimiento&Operación	
	5,441,332.05 €

### 5.5.7. Sistema de almacenamiento de sales

Este es el único bloque en el que se han diferenciado los costes para cada una de las plantas, pues al variar el número de horas de almacenamiento lo hace también el tamaño de los tanques y, por tanto, el volumen de sales almacenadas.

Se incluyen las sales utilizadas, el sistema de bombeo y tuberías de las sales, el intercambiador de calor aceite-sales, el sistema de montaje y llenado inicial de los tanques, así como la obra civil necesaria.

Tabla 20 Costes de Almacenamiento

Sistema de Almacenamiento térmico	T.Almacenamiento	0h	2h	4h	6h
	Coste unitario (€/kWh)				
Medio de almacenamiento (sales)	18.21 €	0.0 €	5,463,333.3 €	10,926,666.7 €	16,390,000 €
Sistema de trasiego de sales (tanques, bombas, tuberías)	14.00 €	0.0 €	4,200,000.0 €	8,400,000.0 €	12,600,000 €

Sistema de intercambiadores de calor	5.67 €	0.0 €	1,700,000.0 €	3,400,000.0 €	5,100,000 €
Sistema de llenado inicial	1.33 €	0.0 €	400,000.0 €	800,000.0 €	1,200,000 €
Obra civil	3.33 €	0.0 €	1,000,000.0 €	2,000,000.0 €	3,000,000 €
Total	42.54 €	0.0 €	12,763,333.3 €	25,526,666.7 €	38,290,000 €

### 5.5.8. Coste total de la instalación

Una vez analizados los principales costes de las plantas por separado, se incluye la siguiente tabla en la que se resumen todos ellos y se indica el coste total. Para ello se divide en costes directos y costes indirectos.

Los costes directos son el resultado de sumar los asociados al campo solar, acondicionamiento, sistema HTF, bloque de potencia, sistemas auxiliares y almacenamiento, más un 7% de la suma de éstos considerado como contingencia.

En los costes indirectos se incluye un 17% (28) de margen EPC (Engineering Procurement and Construction) a partir del total de costes directos. Los costes EPC y del propietario están asociados con el diseño, compra y construcción del proyecto, y en ellos se incluyen permisos, consultoría, gastos legales, estudios ambientales, puesta en marcha o actividades de ingeniería de detalle entre otros. Como impuesto sobre ventas se ha supuesto un 5% sobre el 80% de los costes directos, y para el terreno se ha tenido en cuenta el coste real de la tierra por hectárea. (30)

Tabla 21 Coste total de la instalación

T.Almacenamiento	Costes Directos			
	0h	2h	4h	6h
Costes capital directo	197,108,064.0 €	209,870,048.0 €	222,632,064.0 €	235,394,048.0 €
Contingencia (7% CD)	13,797,564.0 €	14,690,904.0 €	15,584,244.0 €	16,477,584.0 €
Total	210,905,616.0 €	224,560,960.0 €	238,216,304.0 €	251,871,648.0 €
T.Almacenamiento	Costes Indirectos			
	0h	2h	4h	6h
EPC (17% CD)	35,853,956.0 €	38,175,364.0 €	40,496,772.0 €	42,818,180.0 €
Terreno	1,611,694.4 €			
Impuesto de Venta	8,436,225.0 €	8,982,438.0 €	9,528,652.0 €	10,074,866.0 €
Total	45,901,876.0 €	48,769,496.0 €	51,637,120.0 €	54,504,740.0 €
Coste Total	256,807,488.0 €	273,330,464.0 €	289,853,440.0 €	306,376,384.0 €

### 5.5.9. Coste de la energía producida

Una vez ha sido estimada la producción anual de electricidad se puede calcular el coste del kWh de la energía producida. El parámetro que indica este valor es el LCOE

(“*Levelized Cost of Energy*”), y en él se incluye la cantidad de electricidad generada por el sistema, los costes de instalación del proyecto y los costes de operación y mantenimiento de la planta.

Para el análisis financiero se ha optado por fijar una tasa interna de retorno objetivo (TIR) del 11% a alcanzar en el año 20 de la simulación. Para ello, se ha supuesto una tasa de inflación de 2,5% anual y una tasa de descuento real de 6,5625% anual (28), obteniendo una tasa de descuento nominal de 9,23% anual. Como período de análisis se han fijado 23 años.

En cuanto a la deuda del proyecto a largo plazo, se ha fijado un ratio de cobertura del servicio de deudas (DSCR por sus siglas en inglés) de 1,4. Este valor normalmente se sitúa entre 1,3-1,4 para las tecnologías solares de concentración (3) e informa de si una empresa es capaz de realizar sus pagos y por tanto, ser rentable. Si este ratio es mayor que 1, indica que la empresa es solvente y puede realizar sus pagos, mientras que si es menor que 1, la empresa no sería capaz de pagar sus deudas (31). Por último, el período de deuda se ha asumido 18 años y la tasa de interés anual 7%.

Con todas estas variables se ha calculado el LCOE para cada una de las plantas simuladas y se han obtenido los siguientes valores:

Tabla 22 LCOE para cada planta

LCOE (€/kWh)			
0h	2h	4h	6h
0.2401	0.2387	0.2432	0.2508

Estos valores representan el coste de la energía teniendo en cuenta la inversión, los costes de operación y mantenimiento, y la energía generada por cada una de estas plantas. Para sistemas con almacenamiento térmico, la optimización sería el resultado de buscar la combinación de área de captación y volumen de almacenamiento que resulte en el coste de energía más bajo. En este caso, al tener todos el mismo múltiplo solar, la diferencia la marca el tiempo de almacenamiento, y, a la vista de los resultados, la planta más rentable sería la de 2 horas con un valor de 0,2387 €/kWh. La causa de ello es que para un múltiplo solar de 1,79 que resulta en un área de captación de 436545 m<sup>2</sup>, la cantidad de energía captada por los colectores no es la suficiente para unos almacenamientos de 4 y 6 horas.

## 6. Conclusión

En el desarrollo de este proyecto se presenta un análisis completo de todos los parámetros que intervienen en el diseño de una central termosolar con colectores cilindro parabólicos gracias al programa informático *System Advisor Model (SAM)*.

La planta elegida para realizar este estudio se sitúa en Sevilla y tiene una potencia de 50 MW. Para estudiar la capacidad de abastecimiento de este tipo de centrales sin hacer uso de combustibles fósiles, evitando así sus problemas de contaminación y disponibilidad, se ha diseñado una planta sin hibridación y con almacenamiento térmico con sales fundidas. En cuanto a sus parámetros de diseño, cuenta con un múltiplo solar de 1.79 proporcionando así un área total de captación de energía solar de 436545 m<sup>2</sup> y 89 lazos de colectores. El fluido de transferencia de calor utilizado es aceite térmico.

Tras analizar los resultados obtenidos gracias a la simulación de la planta en SAM, se observa que, en cuanto a la producción horaria, ésta es muy superior en las horas centrales del día llegando a una producción nula durante las primeras y las últimas horas del día. Además, durante los meses de verano la planta puede llegar a producir durante 14 horas, como en el mes de Julio, mientras que invierno la producción se acorta, como en el mes de Enero, donde solo se produce durante 5 horas.

Analizando la producción mensual, los resultados siguen esta tendencia, pues los meses donde se consigue una mayor generación de energía son aquellos de mayor radiación solar (verano y primavera) llegando a los 16-19 GWh, a diferencia de otros meses como Enero o Diciembre donde no alcanza los 5 GWh. A consecuencia de ello, los rendimientos más altos se sitúan en torno al 20% en los meses centrales del año y descienden significativamente hasta un 4-5% en los meses de menor radiación solar.

Como visión general, esta planta genera 116,8 GWh al año con un rendimiento anual del 15%.

El siguiente estudio realizado ha sido la cantidad de energía que se deja de absorber como consecuencia del desenfoque de los colectores. Con una capacidad de almacenamiento de 4 horas solo es necesario desenfocarlos en verano desaprovechando 3659,3 MWht de los 773880,5 MWht que inciden en el campo de colectores.

Las otras pérdidas estudiadas han sido las que se producen a través de los tanques de almacenamiento, perdiendo un 0,517% de toda la energía incidente sobre el campo solar, principalmente en los meses de invierno.

Posteriormente, para analizar el efecto que tiene el volumen de almacenamiento sobre los valores anteriormente citados, se realizan los mismos estudios pero para centrales con 0h, 2h y 6h de almacenamiento. Con los resultados obtenidos se demuestra que el almacenamiento solo es posible durante los meses de verano y primavera, y, por tanto, durante el resto del año el comportamiento y producción de todas las centrales es el mismo. Además, para el múltiplo solar escogido, la planta de 6 horas solo es capaz de generar más que el resto durante tres meses, por lo que como posible estudio futuro se propone la posibilidad de aumentar el múltiplo solar y comprobar si así es posible un mayor almacenamiento térmico. El rendimiento global tampoco es un factor determinante, ya que, en todas las plantas simuladas es muy similar aumentando progresivamente desde 13,8% para la planta sin almacenamiento hasta 15,3% para la de 6 horas.

En cuanto a la comparación de las pérdidas de energía como consecuencia del desenfoque de colectores, los resultados entran dentro de lo esperado, siendo la planta sin almacenamiento la que más desaprovecha la energía incidente al no poder almacenar cuando la turbina está a su máxima capacidad. Estas pérdidas van disminuyendo a medida que se aumenta el volumen de los tanques. Por el contrario, las pérdidas a través de los tanques aumentan de una forma proporcional a medida que lo hace su volumen llegando al 0,66% de la energía total incidente para la central de 6 horas.

Finalmente, el coste de la energía producida se ha podido determinar después de analizar la inversión necesaria para la instalación de cada una de las plantas simuladas, obteniendo el valor más bajo la planta de 2 horas de almacenamiento con 0.2387 €/kWh.

A la vista de los resultados obtenidos, se puede determinar que el análisis realizado cumple los objetivos inicialmente propuestos al poderse observar una variación lógica de éstos respecto a las modificaciones realizadas en la planta inicial, es decir, la producción y el rendimiento de las centrales diseñadas aumenta a medida que lo hace su volumen de almacenamiento. Por otro lado, al incluir los datos económicos y financieros en el análisis, la inversión y deuda asociada que suponen las plantas con los almacenamientos de mayor volumen hacen que, para la ubicación y condiciones de diseño elegidas, la planta más rentable sea la de 2 horas. De esta forma, sabiendo que la posibilidad de almacenar el calor ha supuesto un gran progreso en la tecnología solar, sería apropiado realizar el mismo análisis modificando la ubicación de la planta o su área de captación.



## Referencias

1. Greenpeace International, SolarPACES and ESTELA. *Energía Solar Termoeléctrica. Perspectiva Mundial 2016*. <http://www.protermosolar.com/>.
2. Protermosolar. <http://www.protermosolar.com/honorificos/el-sector-en-cifras/>.
3. SAM Help. <https://sam.nrel.gov/sites/default/files/content/help/sam-help-2015-5-30.pdf>.
4. Martínez, José A. <http://www.i-ambiente.es/?q=blogs/termosolar-introduccion-y-principios-de-funcionamiento-0>.
5. Greenpeace Internacional, ESTELA y Solar PACES. *Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva Mundial 2009*.
6. Mit study on the future of solar energy. Chapter 3- Concentrated Solar Power Technology.
7. Agencia alemana de energía. <http://www.renewables-made-in-germany.com/es/renewables-made-in-germany/tecnologias/centrales-termosolares/central-solar-termica/tecnologias-y-aplicaciones.html>.
8. International Renewable Energy Agency. *Concentrating Solar Power. June 2012*.
9. Garrido, Santiago García. *Guía Técnica de la Energía Solar Termoeléctrica. Madrid Solar, Consejería de Economía y Hacienda. 2012*.
10. Solarweb.net. <http://www.solarweb.net/termosolar.php>.
11. <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/tecnologia-colectores-cilindro-parabolicos/es>.
12. Renewable Engineering. [http://renewableengineering.blogspot.com.es/2011\\_05\\_01\\_archive.html](http://renewableengineering.blogspot.com.es/2011_05_01_archive.html).
13. Stancich, Rikki. *CSP Today. Sales fundidas como fluidos transmisores de calor. 2010*.
14. Opex Energy. *Termosolares*. <http://opex-energy.com/termosolares/index.html>.
15. CSP World. *CSP-How it works*. <http://www.cspworld.org/resources/technology>.
16. System Advisor Model.
17. Mencía, Diego Crespo. *Diseño de una central solar termoeléctrica de 50 MW con 4 horas de almacenamieto con tecnología de canales parabólicos. 2010*.
18. Román, Antonio Sánchez. *Guía metodológica para la elaboracion de estudios de impacto ambiental de centrales solares termoeléctricas*.

<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/20251/fichero/8.+Criterios+justificaci%C3%B3n+y+an%C3%A1lisis+de+alternativas.pdf>.

19. Código Técnico de la Edificación. Efimarket.

<http://www.efimarket.com/blog/radiacion-solar-en-espana/>.

20. Edward W. Lawa, Abhnil A. Prasada, Merlinde Kaya, Robert A. Taylor. *Direct normal irradiance forecasting and its application to concentrated solar thermal output forecasting*. 2014.

21. SolarMango. <http://www.solarmango.com/scp/dni-direct-normal-irradiance/>. 2014.

22. M.J. Montes , A. Abánades , J.M. Martínez-Val , M. Valdés. *Solar múltiple optimization for a solar-only thermal power plant*.

23. <http://www.powerfromthesun.net/Book/chapter04/chapter04.html#4.1.2> Single-Axis Tracking Apertures.

24. [http://www.construmatica.com/construpedia/Inercia\\_T%C3%A9rmica](http://www.construmatica.com/construpedia/Inercia_T%C3%A9rmica).

25. <http://www.tiempoensevilla.es/wxdatasummary.php?year=2015&data=maxtemp>.

26. Garrido, Santiago García. Sistema HTF en centrales termosolares Capítulo 11-El control del sistema HTF. <http://www.sistemahtf.com/index.php/el-control-del-sistema-htf>.

27. Martínez-Val, José María. *Almacenamiento térmico en plantas termosolares*. 2009. <http://www.fundacionenergia.es/pdfs/Solar%20termo%20elctrica%201009/091029%20Almacenamiento%20plantas%20TES.pdf>.

28. IDAE. *Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica. Estudio técnico per 2011-2020*.

[http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_11227\\_e12\\_termoelectrica\\_A\\_fd47d41f.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e12_termoelectrica_A_fd47d41f.pdf).

29. NREL. *NREL, System Advisor Model (SAM)*. <https://sam.nrel.gov/cost>.

30. Ministerio de agricultura, alimentación y medio ambiente. Gobierno de España. *Encuesta de precios de la tierra 2014. Principales resultados (Diciembre 2015)*.

31. Novalvos, Manuel. *Novalvos Inversores*. <http://www.noalvos.com/>.